

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

«__» _____ 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Электроснабжение выемочного участка лавы №01 пласта «Мощный»
шахты «Хакасская»

Руководитель	_____ «__» _____ 2018г.	<u>доцент каф ЭЭ,к.т.н.</u>	<u>А.В Коловский</u>
	подпись дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____ «__» _____ 2018г.		<u>А.Э.Рихтер</u>
	подпись дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____ «__» _____ 2018г.		<u>И.А.Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение выемочного участка лавы №01 пласта «Мощный» шахты «Хакасская»» содержит 66 страниц текстового документа, 17 таблиц, 31 использованный источник, 3 листа графического материала.

ШАХТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЁТ НАГРУЗКИ, ЭЛЕКРОПОТРЕБЛЕНИЕ, ЭНЕРГООСВЕЩЕНИЕ.

Цель работы заключается в разработке системы электроснабжения выемочного участка лавы № 01 пласта «Мощный» шахты «Хакасская».

Объект проектирования – выемочный участок лавы № 01 пласта «Мощный» шахты «Хакасская», г. Черногорск.

Предмет проектирования – электрические сети, питающие электрооборудование выемочного участка лавы № 01 пласта «Мощный» шахты «Хакасская».

Методы проектирования – методы расчета необходимого электрооборудования и кабельных линий на основе необходимых для деятельности объекта потребителей.

Значимость работы обусловлена тем, что теоретические и практические положения, использованные в данной работе, могут быть использованы специалистами угледобывающих компаний при проектировании систем электроснабжения подземных угледобывающих предприятий.

Область применения – работа может быть предложена угледобывающим компаниям в качестве основы для аналогичных расчетов необходимого электрооборудования и кабельных линий на основе необходимых для деятельности объекта потребителей.

В работе рассмотрены теоретико-методологические аспекты проектирования подземных систем электроснабжения угледобывающих предприятий.

В результате выполнения работы произведен выбор схемы электроснабжения участка, рассчитаны электрические нагрузки потребителей, выполнен светотехнический расчет освещения монтажных камер, энергопоезда, участка лавы, выбраны и проверены трансформаторы и питающие кабельные линии, произведен расчет токов короткого замыкания, выбранные коммутационные аппараты проверены на отключающую способность, произведен расчет защитного заземления на электроустановках участка.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Power supply of the lava section of the" Powerful "layer of the" Khakasskaya "mine" №01 "contains 66 pages of a text document, 17 tables, 31 used sources, 3 sheets of graphic material.

MINE POWER SUPPLY, ELECTRICAL EQUIPMENT SELECTION, LOAD CALCULATION, ELECTRIC POWER SUPPLY, ENERGY SAVING

The aim of the work is to develop a power supply project for the excavation section of lava No. 01 of the "Powerful" reservoir of the Khakassia mine.

The design object is the lava section of the "Powerful" layer of the "Khakassia" mine, Chernogorsk.

The subject of design is electrical networks that supply electrical equipment to the lava section of the lava No. 01 of the "Powerful" reservoir of the Khakassia mine.

Design methods - methods for calculating the necessary electrical equipment and cable lines on the basis of the consumers necessary for the operation of the facility.

The significance of the work is due to the fact that the theoretical and practical provisions used in this paper can be used by specialists of coal mining companies in designing power supply systems for underground coal mining enterprises.

Scope - the work can be offered to coal mining companies as a basis for similar calculations of the necessary electrical equipment and cable lines on the basis of the consumers necessary for the operation of the facility.

As a result of the work, the theoretical and methodological aspects of the design of underground power supply systems for coal-mining enterprises were considered.

The circuit of the power supply of the section was selected, the electric loads of the consumers were calculated, the lighting of the lighting chambers of the installation chambers, the power train, the lava section was selected, and the transformers and supply lines were selected and checked, the short-circuit currents were calculated, the selected switching devices were checked for the breaking capacity, on electrical installations of the site.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Теоретическая часть.....	7
1.1 Особенности конструктивного исполнения электроснабжения шахт	7
1.2 Методики расчета электрического освещения в подземных выработках	17
1.3 Методика определения мощности потребителей и выбора участковой трансформаторной подстанции	19
1.4 Характеристика объекта проектирования	20
2 Аналитическая часть.....	24
2.1 Выбор схемы электроснабжения участка и количества источников питания	24
2.2 Определение активной и полной расчетной мощностей потребителей.....	24
2.3 Светотехнический и электротехнический расчеты освещения монтажных камер, энергопоезда, участка лавы.....	29
2.4 Определение числа и мощности трансформаторов источников питания	34
2.5 Выбор кабельных линий.....	36
2.6 Расчет кабельных сетей по допустимой емкости	38
2.7 Проверка кабельных сетей по потере напряжения в нормальном режиме и при пуске наиболее мощного электродвигателя участка	41
2.8 Расчет токов короткого замыкания	46
2.9 Выбор коммутационных аппаратов и их проверка	50
2.10 Расчет токов срабатывания максимальной токовой защиты и выбор уставок токовой защиты для коммутационных аппаратов	52
2.11 Проверка кабелей на термическую стойкость	56
2.12 Устройство защитного заземления на электроустановках участка	58
3 Практическая часть. Определение технико-экономических показателей системы электроснабжения	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	64

ВВЕДЕНИЕ

Электрификация угледобывающих предприятий имеет важное значение как основная энергетическая база комплексной механизации и автоматизации подземных работ.

Современные угольные шахты – крупные потребители электроэнергии. Они оснащены высокопроизводительными машинами и механизмами для проведения горных выработок и добычи полезного ископаемого, мощными транспортными средствами, а также стационарными установками для обеспечения выдачи добытого угля на поверхность и для безопасной работы людей под землёй. К ним предъявляются повышенные требования по применению электрооборудования, в особенности в условиях разработки пластов, опасных по газу и пыли. Кроме того, шахтные машины и комплексы, особенно большой единичной мощности, способствующие повышению производительности труда, требуют применения современных систем электроснабжения.

Успешное внедрение нового электрооборудования, его эксплуатация и техническое обслуживание, повышение эффективности электроснабжения зависят от уровня подготовки производственного персонала, в частности инженерного состава.

Цель работы заключается в разработке системы электроснабжения выемочного участка лавы № 01 пласта «Мощный» шахты «Хакасская».

Объект проектирования – выемочный участок лавы № 01 пласта «Мощный» шахты «Хакасская», г. Черногорск.

Предмет проектирования – электрические сети, питающие электрооборудование выемочного участка лавы № 01 пласта «Мощный» шахты «Хакасская».

Задачи работы:

- выбор схемы электроснабжения участка;
- расчет электрических нагрузок;
- расчет освещения монтажных камер, энергопоезда, участка лавы;
- выбор основного электрооборудования;
- расчет токов короткого замыкания и проверка электрооборудования;
- расчет защитного заземления на электроустановках участка;
- определение технико-экономических показателей системы электроснабжения.

1 Теоретическая часть

1.1 Особенности конструктивного исполнения электроснабжения шахт

Комплекс электроснабжения шахты или рудника (рисунок 1) состоит из нескольких основных звеньев, имеющих свою специфику в части построения, технических характеристик и исполнения применяемого электрооборудования, а также предъявляемых к ним требований. Поэтому принципу комплекс электроснабжения шахты или рудника может быть разделен на системы: внешнего электроснабжения; электроснабжения потребителей поверхности; высоковольтного электроснабжения подземных горных работ; электроснабжения стационарных и полустационарных установок; электроснабжения участков, которые могут питаться от главной понизительной подстанции (ГПП) по скважинам или от центральной подземной подстанции (ЦПП) [16, 17].

Электроснабжение шахт и рудников осуществляется следующими основными способами: от автономных источников питания; от собственных электростанций, связанных с энергетической системой (энергосистемой); от энергосистем.

От автономных, не связанных друг с другом и с энергосистемой тепловых электростанций мощностью до 115 МВА, а также от передвижных дизельных электростанций питаются шахты и рудники небольшой производительности, расположенные в малоосвоенных районах и удаленные от линий электропередачи (ЛЭП) энергосистем. Ограниченное число шахт и рудников в некоторых районах имеют собственные промышленные электростанции, в том числе блок-станции. Они работают с использованием добываемого предприятиями топлива, связаны ЛЭП с энергосистемами и могут поставлять электроэнергию энергосистеме.

Большинство шахт и рудников страны питаются от энергосистем, мощность которых в десятки-сотни раз превосходит электрические нагрузки отдельных предприятий.

Под внешним электроснабжением понимают комплекс сооружений, обеспечивающих передачу электроэнергии от выбранной точки присоединения к энергосистеме до приемных подстанций шахты или рудника [19].

К внешнему электроснабжению предприятия, присоединяемого непосредственно к районной подстанции энергосистемы (ПЭС), относятся ячейка присоединения на ПЭС, ЛЭП независимо от напряжения, осуществляющие питание электроподстанции шахты (рудника), и сама эта электроподстанция. К внешнему электроснабжению предприятия, получающего питание через групповую электроподстанцию, относятся ячейка присоединения на районной ПЭС, ЛЭП независимо от напряжения, осуществляющие питание групповой электроподстанции от районной ПЭС, групповая электроподстанция, ячейки присоединения на групповой электроподстанции, ЛЭП от групповой электро-

подстанции до электроподстанции шахты (рудника) и сама эта подстанция.

Система внешнего электроснабжения шахты включает в себя подстанцию глубокого ввода (ПГВ) данной шахты (при ее отсутствии к системе внешнего электроснабжения может быть отнесена районная ПЭС) и ЛЭП от нее до ГПП шахты [15].

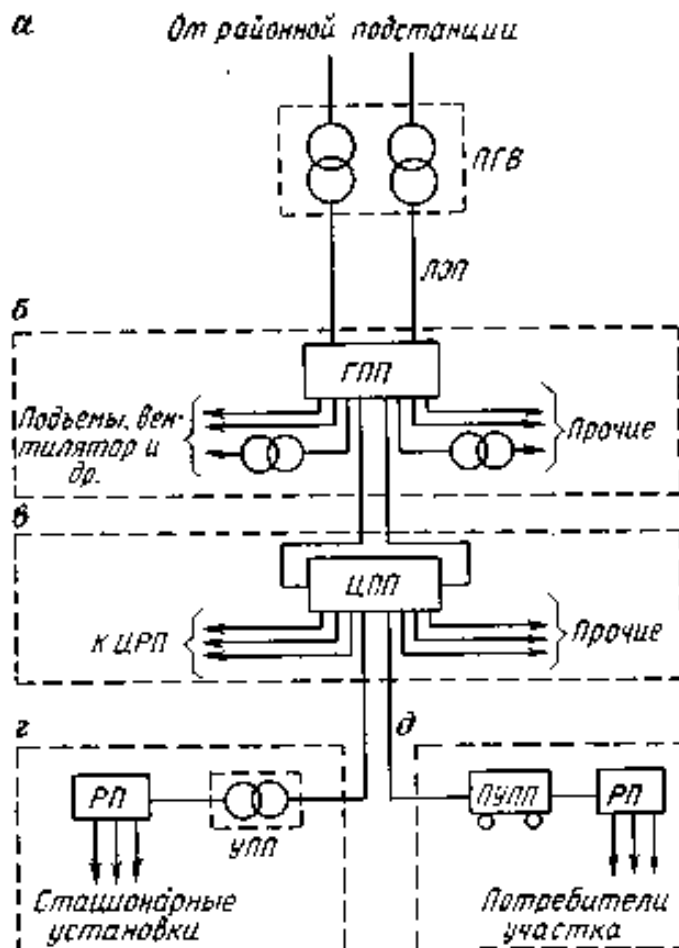


Рисунок 1.1 – Структурная схема систем электроснабжения шахты (рудника): *а* – внешнего; *б* – поверхности; *в* – высоковольтного электроснабжения подземных горных работ; *г* – стационарных и полустационарных установок; *д* – очистных и подготовительных участков; ЦРП – центральный распределительный пункт; РП – распределительный пункт; УПП – участковая подземная подстанция; ПУПП – передвижная участковая подземная подстанция.

Как известно, глубоким вводом называется система электроснабжения с максимальным приближением высшего напряжения к электроустановкам потребителей с наименьшим числом ступеней промежуточной трансформации и аппаратов. Глубокие вводы питающих линий на территории шахты (рудника) и отпайки от проходящих ЛЭП энергосистемы становятся основными способами питания предприятий. При этих способах питания происходит органическое соединение питающих сетей с распределительными сетями первой сту-

пени распределения электроэнергии. В настоящее время под глубокими вводами подразумеваются линии напряжением 35–330 кВ, проходящие по территории шахты (рудника) с отпайками от них к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии. Происходит разукрупнение понизительных подстанций на 35–330 кВ и рассредоточение приема и распределения электроэнергии на первой ступени электроснабжения [14].

Система глубоких вводов и разукрупнения подстанций имеет следующие достоинства [17]:

а) упрощаются задачи развития электроснабжения, так как возможно сооружение новых подстанций в центрах вновь возникающих электрических нагрузок, не затрагивая действующие подстанции и сети;

б) упрощенные подстанции на 35–330 кВ выполняются без выключателей и без сборных шин на первичном напряжении; это обеспечивает экономию дорогостоящих выключателей и уменьшение занимаемой площади, что важно в условиях ограниченной территории шахты (рудника);

в) сокращаются распределительные сети вторичного напряжения на 6; 10 кВ, что обуславливает уменьшение потерь электроэнергии и сокращение затрат цветных металлов;

г) повышается надежность электроснабжения в связи с существенным сокращением зоны аварии и уменьшением вероятности ошибочных коммутационных переключений;

д) уменьшаются рабочие токи и токи короткого замыкания к.з. на вторичном напряжении, так как мощность трансформаторов меньше, чем на крупных ГПП;

е) повышается качество напряжения у потребителей.

Глубокие вводы обычно выполняются по схемам [19]:

1) радиальных кабельных или воздушных ЛЭП, питающих разукрупненные подстанции на 35–330 кВ по схеме блока линия-трансформатор;

2) магистральных воздушных ЛЭП, проходящих в зоне основных нагрузок и питающих несколько разукрупненных подстанций 35–330 кВ, которые присоединяются к ЛЭП по упрощенным схемам.

Глубокие вводы (кабельные или воздушные), осуществляемые по радиальной схеме, преимущественно применяются при загрязненной окружающей среде (реже в нормальной среде) и соответствующем расположении подстанций в условиях стесненной территории. Глубокие магистральные вводы целесообразны при нормальной или мало загрязненной окружающей среде и при возможности прохождения воздушных ЛЭП и размещения подстанций 330 кВ на территории предприятия возле соответствующих групп электроприемников.

К системе внешнего электроснабжения шахты или рудника предъявляются следующие основные требования [16]:

- безопасность для обслуживающего персонала;
- высокое качество электроэнергии (без отклонений и колебаний часто-

ты и напряжения от номинальных или нормированных по ГОСТу значений), надежность и бесперебойность питания;

- экономичность работы всех элементов системы;
- минимальная трудоемкость обслуживания;
- приспособляемость к изменениям схем питания и величин электрических нагрузок.

При электроснабжении шахт или рудников от энергосистем большое значение имеют технические условия на присоединение к энергосистеме. В этих технических условиях указываются [20]:

- точки присоединения; напряжение, на котором должны быть выполнены питающие предприятие воздушные или кабельные ЛЭП; ожидаемый уровень напряжения в точках присоединения;
- обоснованные требования по усилению существующей ЛЭП в связи с появлением нового объекта электропотребления;
- расчетные значения токов к.з.; требования к релейной защите, автоматике, связи, изоляции и защите от перенапряжений;
- требования к компенсации реактивной мощности, к учету электроэнергии, по регулированию суточного графика нагрузки и другие специфические требования;
- рекомендации по применению типовых проектов электроустановок, а также список субабонентов, подключаемых к сетям предприятия, с указанием основных (включая перспективные) данных об их нагрузках и объемах электропотребления.

Подземные подстанции и распределительные пункты

Для приема и распределения или преобразования электроэнергии в подземных выработках строятся подземные подстанции и распределительные пункты. Подземные подстанции могут быть стационарными и передвижными. К стационарным относятся [21]:

- центральная подземная подстанция (ЦПП), которая располагается в околоствольном дворе шахты и предназначена для приема электрической энергии с поверхности шахты от ГПП и распределения ее между подземными подстанциями, распределительными пунктами (РПП) и отдельными ЭП при напряжении 6 кВ, а также для питания потребителей околоствольного двора;
- участковые трансформаторные подстанции, которые располагаются в специальных камерах и служат для питания ЭП очистных и подготовительных забоев;
- бремсберговые трансформаторные подстанции (БТП), предназначенные для питания конвейерных установок, лебедок бремсбергов или уклонов;
- преобразовательные подземные подстанции (ППП), предназначенные для изменения частоты тока.

Передвижные участковые подземные подстанции (ПУПП) – комплектные, имеют РП-6 кВ, понижающий трансформатор 6/0,66 (1,14) кВ и РП-0,66 (1,14) кВ. Центральные подземные подстанции размещают в закрепленных

камерах на больших горизонтах и блоках шахты. Камера ЦПП, как правило, присоединяется к камере главной водоотливной установки. Между ними устанавливаются решетчатая и противопожарная двери. Пол камеры ЦПП должен быть не менее чем на 0,5 м выше отметки головок рельсов околоствольного двора. С противоположной стороны камеры водоотлива строится ходок для соединения ЦПП с выработками околоствольного двора. В ходке возле камеры ЦПП устанавливают решетчатую и герметичную двери.

Электрооборудование размещают так, чтобы токоведущие части были на высоте не ниже, чем 0,5 м от пола камеры ЦПП. Силовые трансформаторы для питания ЭП околоствольного двора и РП-6 кВ размещают с одной стороны камеры ЦПП, а РП-0,66 кВ, комплект аппаратуры для питания сети освещения ЦПП и выработок околоствольного двора – с другой [21].

Разработаны типовые проектные решения для оборудования камер ЦПП, электрические схемы которой могут быть выполнены в двух вариантах:

- с одним секционированным РП-6 кВ и двумя вводами;
- с двумя секционированными РП-6 кВ и четырьмя вводами. Электрическая связь между РП-6 кВ не предусматривается.

При разработке двух горизонтов обычно на каждом из них строят ЦПП. Электрические схемы предусматривают питание каждой ЦПП по двум вводам непосредственно от ГПП на поверхности. Иногда одна ЦПП питается по двум линиям непосредственно от ГПП, а другая – по одной линии от ГПП и перемычке от первой ЦПП. Перемычка присоединяется к секции ЦПП, которая не имеет питающей линии, и рассчитывается на 100%-ю нагрузку запитываемой от нее ЦПП. Линия, питающая ЦПП, на которую резервное питание подано по перемычке, и линия, питающая секцию второй ЦПП, от которой отходит перемычка, присоединяются к разным секциям сборных шин ГПП.

Подземные распределительные пункты 6 кВ (РПП-6 кВ) применяются для электроснабжения нескольких добывающих и подготовительных участков в границах одной панели или горизонта. Их размещают, по возможности, в центре электрических нагрузок, и оборудуют в камерах с огнестойкой крепью.

Разработаны два основных типа РПП-6 кВ [19]:

- в примыкающих к основной выработке камерах длиной не более 10 м;
- с ходками, через которые камера РПП-6 кВ соединяется с основной выработкой.

Разработаны две типовых схемы РПП-6 кВ в камерах, примыкающих к выработкам, и четыре типовых схемы РПП-6 кВ с ходками. Камеры РПП-6 кВ при длине до 10 м должны иметь один выход, свыше 10 м – два.

В ЦПП и РПП-6 кВ устанавливают взрывозащищенные комплектные распределительные устройства КРУВ-6 кВ, в состав которых входит коммутационная, защитная и измерительная аппаратура.

В настоящее время выпускаются усовершенствованные КРУ типов КРУВ-6 и КРУРН-6А с воздушными выключателями и типа УК-6 – с вакуумными. Эти КРУ выпускаются четырех модификаций: вводные (шифр в обо-

значении В); секционные (С); отходящих присоединений (ОП); отходящих присоединений со встроенным трансформатором тока нулевой последовательности (ВТ). Они имеют номинальный ток до 630 А и мощность выключения до 100 МВА. Исполнение взрывобезопасное. Аппаратура управления и защиты обеспечивает: оперативное местное и дистанционное включение и отключение; замыкание и заземление отходящих присоединений при выключении разъединителя; МТЗ; минимальную защиту; от перегрузки и затяжных пусков; вывод из работы в случае необходимости минимальной защиты; присоединение внешних дополнительных защит (от замыканий на землю, газовой и др.); АПВ и автоматическое включение резерва (АВР) при двух и трех вводах на ЦПП; защиту от подачи напряжения на ОП с сопротивлением изоляции относительно земли ниже 300 кОм; сигнализацию о положении выключателя (вкл./откл.), о срабатывании МТЗ и БРУ; проверку исправности МТЗ и БРУ; запрещение АПВ и АВР при срабатывании МТЗ; присоединение двух питающих кабелей и двух отходящих кабелей к каждому шкафу КРУВ-6.

Если на рудничном транспорте применяется электровозная откатка, то в этом случае оборудуется преобразовательная трансформаторная подстанция для преобразования переменного тока промышленной частоты в выпрямленный или переменный повышенной частоты [14].

Электроснабжение подземных потребителей обусловлено рядом специфических факторов, а именно принятой технологией ведения горных работ, горно-геологическими условиями залегания полезного ископаемого, а также существующими условиями окружающей среды — метанообильностью, запыленностью и повышенной влажностью в горных выработках.

При разработке угольных пластов крутого падения, опасных по внезапным выбросам угля или газа, до настоящего времени применяется энергия сжатого воздуха, которая используется для привода всех подземных механизмов. В целом удельное потребление электроэнергии шахтами, разрабатывающими пласты с применением пневмоэнергии, почти в 3-4 раза выше, чем на шахтах, разрабатывающих пологие пласты. Наиболее полно отвечает условиям обеспечения безопасности применения электроэнергии на таких шахтах система электроснабжения с опережающим отключением [26].

На шахтах с гидравлической добычей угля основными потребителями электроэнергии являются высоконапорные насосные станции и перекачные углесосные станции, мощность электроприводов которых достигает 2000 кВт. Число подземных низковольтных электроприемников при гидродобыче ограничено. В гидрошахтах удельное потребление электроэнергии существенно выше, так как общая установленная мощность электроприемников в 4—5 раз превышает установленную мощность электроприемников в обычных угольных шахтах, разрабатывающих пологие и наклонные пласты.

Наиболее мощными потребителями электроэнергии, находящимися в подземных выработках шахт, разрабатывающих пологие и наклонные пласты, а также рудников, являются высоковольтные электроприемники водоотлив-

ных установок, мощность которых в зависимости от глубины шахты и водопритока может достигать 2000 кВт.

Основными потребителями электроэнергии на шахтах и рудниках являются очистные механизированные комплексы, проходческие комбайны, породопогрузочные машины, конвейерный и электровозный транспорт. Суммарная установленная мощность электроприемников участков высокопроизводительных шахт составляет 800-1000 кВт и более при напряжении 1140 и 3000 (3300) В.

Система электроснабжения подземных горных работ должна отвечать следующим требованиям [26]:

- обеспечивать бесперебойное питание электроэнергией основных электроприемников;

- быть безопасной в отношении пожаров, взрывов рудничной атмосферы и поражения людей электрическим током;

- обеспечивать высокое качество подводимой к электроприемникам электроэнергии в условиях непрерывного изменения технологических параметров горных разработок и развития подземных электрических сетей;

- быть экономичной при соблюдении перечисленных выше требований.

Для обеспечения непрерывности технологического процесса при ведении горных работ установлена классификация подземных электроприемников по категориям бесперебойности электроснабжения.

Электроприемники I категории должны питаться от двух независимых источников с применением схем АВР. Без АВР допускается питание электроприемников, приведенных в нормативных документах по проектированию электроустановок угольных шахт.

Для электроприемников I категории допускается осуществлять резервное питание от РП смежных установок при условии, что такие РП питаются от другой секции шин ГПП [26].

К подземным электроприемникам I категории относят ЦПП в околоствольном дворе (допускается без АВР); главные водоотливные установки; гидроподъемы, совмещенные с главным водоотливом; перекачные углесосные станции.

К электроприемникам II категории относятся: РПП очистного блока (участка); зумпфовый водоотлив; участковый водоотлив с притоком воды более 50 м³/ч.

Угольные комбайны и комплексы, струговые установки, проходческие комбайны, погрузочные и буровые машины, скреперные лебедки, транспорт (электровозный, конвейерный, канатный), толкатели, опрокидыватели в околоствольном дворе, участковый водоотлив (с притоком воды до 50 м³/ч), установки для кондиционирования воздуха, а также другие установки очистных и подготовительных работ относятся к электроприемникам III категории [26].

Для вентиляторов местного проветривания тупиковых выработок и особо опасных забоев предусматривается повышение надежности электроснаб-

жения в соответствии с требованиями ПБ. При наличии специальных технико-экономических обоснований категория по бесперебойности электроприемников может быть уточнена в сторону повышения надежности электроснабжения.

Окончательный выбор способа питания и схемы электроснабжения подземных потребителей производят с учетом горногеологических условий залегания полезного ископаемого на основании технико-экономического сравнения конкурирующих вариантов. На выбор системы электроснабжения добычных участков, помимо горно-геологических и технологических факторов, существенное влияние оказывают способ механизации в забоях и схема транспорта полезного ископаемого от забоя. Специфической особенностью систем подземного электроснабжения является их подвижный характер, обусловленный постоянным перемещением фронта очистных и подготовительных работ.

Учитывая совокупность перечисленных факторов и условий, система электроснабжения добычных участков должна быть безопасной в отношении поражения людей электрическим током, исключать возможность открытого искрения, способного вызвать взрыв или пожар; надежной, обеспечивающей качественное и бесперебойное питание электроэнергией потребителей; электрооборудование и кабели должны позволять непрерывное подвигание, расширение и наращивание системы в целом; капитальные вложения и эксплуатационные расходы на участковую систему должны быть минимальными.

При постепенном погашении соответствующих выработок приходится решать вопрос об оптимальном расположении РПП-6 (10) кВ. Из наиболее распространенных вариантов (рис. 18.2) расположения распределительных пунктов РПП-6 (10) кВ, от которых питаются участки, самым приемлемым, как показали расчеты, оказывается вариант размещения РПП-6 (10) кВ на сопряжении откаточного штрека с бремсбергом или уклоном на весь срок службы панели [26].

От ЦПП при глубоком залегании пластов или от энергоскважины при относительно мелком залегании питающее напряжение 6 (10) кВ при помощи кабелей подается на участковые передвижные подстанции при незначительном удалении фронта очистных работ от околоствольного двора, а при значительном — к промежуточным распределительным пунктам 6 (10) кВ, от которых электроэнергия поступает к участковым ПУПП.

От передвижных участковых подстанций, передвигаемых вслед за лавой, электроэнергия подается к распределительному пункту лавы (РПЛ) или магнитной станции управления, от которых гибкими кабелями распределяется к электропотребителям [26].

Электроснабжение подземных горных работ зависит от целого ряда факторов и прежде всего от глубины залегания пластов и их количества. В соответствии с этим применяют способы питания через ствол и через шурфы и скважины. При питании через ствол в околоствольном дворе сооружается центральная понизительная подстанция, от которой питаются все подземные потребители, а при питании по шурфам и скважинам сооружаются распреде-

лительные пункты, располагаемые на поверхности и под землей в зависимости от мощности потребителей и их удаления от скважин.

Для обеспечения надежности электроснабжения подземных электроприемников в ЦПП, как и на ГПП, применяется секционированная система шин.

ЦПП проектируется чаще всего с двумя вводами и одним распределительным устройством 6 (10) кВ, состоящим из двух секций шин. От этих шин получают питание высоковольтные электроприемники околоствольного двора: насосы главного водоотлива, трансформаторы для питания выпрямительных агрегатов и зарядных устройств электровозной откатки, понизительные трансформаторы для питания электроприемников напряжением до 1 кВ [2].

От ЦПП электроэнергия по кабельным линиям передается к передвижным участковым понизительным подстанциям для питания очистных или подготовительных работ или, при значительном удалении крыльев шахты от места расположения ЦПП, через распределительные подземные пункты РПП-6 (10) кВ. Как правило, РПП-6 (10) кВ располагаются на свежей струе воздуха.

Электроснабжение подземных горных работ в условиях шахт и рудников, разрабатывающих одновременно несколько горизонтов, осуществляется от ЦПП, сооружаемых на каждом горизонте.

На рисунке 2 показана схема электроснабжения шахты при разработке двух горизонтов. Стволовые кабели, проложенные от ГПП до ЦПП горизонта 1, несут нагрузку всех подземных электроприемников обоих горизонтов. ЦПП горизонта 2 получает питание от секций шин ЦПП горизонта 1. Мощные электроприемники околоствольного двора, находящиеся на горизонте 2, получают питание по отдельным кабельным линиям от разных секций шин ЦПП горизонта 1. При значительных подземных нагрузках схема электроснабжения может строиться с прокладкой отдельных кабельных линий к ЦПП горизонта 1 и ЦПП горизонта 2 от секций шин ГПП. Высоковольтные электроприемники околоствольного двора получают питание от отдельной кабельной линии, проложенной от секций шин ГПП; резервирование питания этой группы электроприемников может быть обеспечено по кабельной линии, проложенной от секции шин ЦПП горизонта 1 или ЦПП горизонта 2 (рисунок 3).

Во всех случаях при построении схем электроснабжения подземных горных работ целесообразно обеспечивать максимальный уровень токов КЗ в подземных сетях, в соответствии с номинальными характеристиками применяемого электрооборудования и сечением кабелей. Применяемые в подземных условиях выработок взрывобезопасные ячейки КРУВ-6 допускают мощность КЗ до 100 МВ-А, при которой обеспечивается динамическая стойкость обмоток трансформаторов [26].

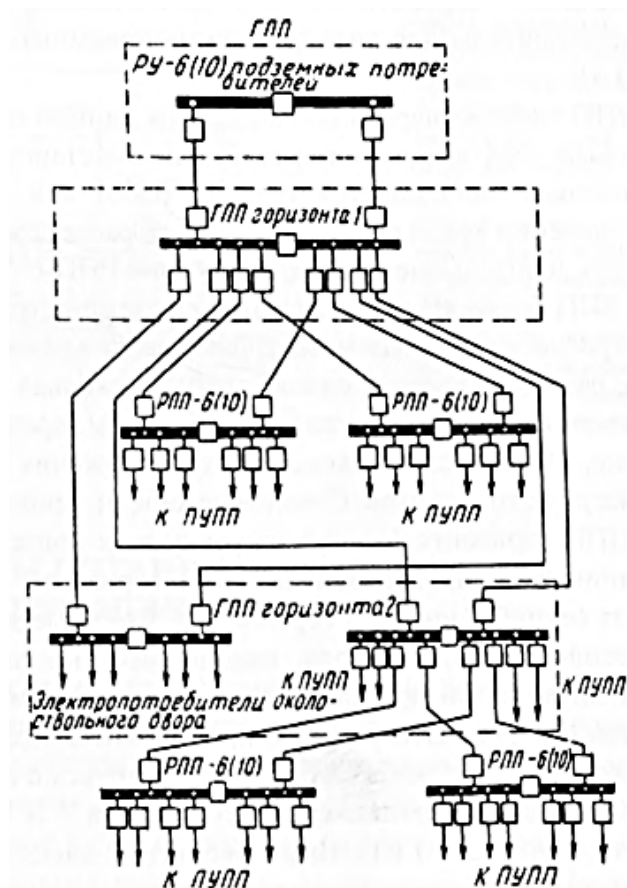


Рисунок 2 – Схема электроснабжения шахты (рудника) с сооружением ЦПП на двух горизонтах

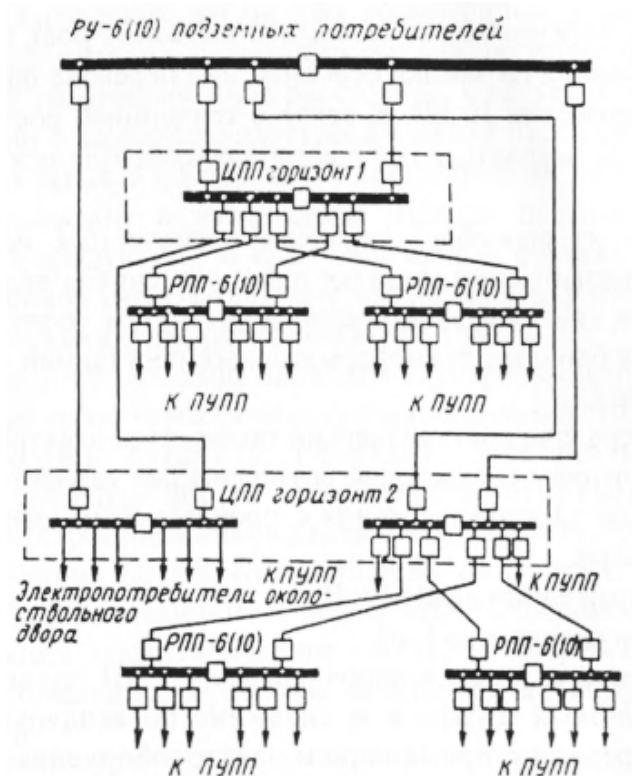


Рисунок 3 – Схема электроснабжения шахты (рудника) при питании двух ЦПП по отдельным линиям

1.2 Методики расчета электрического освещения в подземных выработках

Основной светотехнической величиной, используемой для оценки качества освещения, является освещенность E , под которой понимается отношение светового потока F к площади освещаемой поверхности S [12]

$$E = F/S. \quad (1.1)$$

Освещенность оценивается в люксах (лк) и измеряется специальными приборами – люксметрами. Световой поток F – это мощность лучистой энергии, измеряемая в люменах.

Для оценки зрительного восприятия освещенного объекта используется светотехническая величина, называемая светимостью. Светимость R определяется как отношение светового потока, испускаемого светящейся поверхностью, к площади этой поверхности. Измеряется светимость так же, как освещенность, в люксах.

Зависимость между светимостью и освещенностью выражается формулой [12]:

$$R = \rho E, \quad (1.2)$$

где ρ – коэффициент отражения.

Для повышения коэффициента отражения поверхности выработок можно применить светлые тона для элементов помещений. За счет этого ρ увеличивается с 0,02–0,08 до 0,4–0,57.

Для освещения горно-разведочных выработок применяют электрические стационарные и индивидуальные светильники.

Стационарные электрические светильники выпускаются как со светодиодными лампами, так и с лампами накаливания. По степени безопасности они подразделяются на нормального (РН), повышенной надежности (РП) и взрывозащищенного исполнения. Первые применяют в выработках, не опасных по взрывам газа или пыли, а повышенной надежности – в выработках, опасных по взрывам газа или пыли; во взрывоопасном исполнении (РВ) – для сверхкатегорийных шахт [1].

Выпускаются светильники марок РН-60, РН-100, РН-200, РП-100, РП150, РП-200.

Для освещения забоев стволов шахт при проходке применяют проходческие светильники повышенной надежности ППН-500 и светильники в нормальном исполнении ПНН-500.

Каждый, кто спускается в шахту, шурф или идет в штольню, должен

иметь индивидуальный переносной светильник. Индивидуальные светильники по источнику света подразделяются на электрические, аккумуляторные и пламенные – бензиновые и ацетиленовые. На подземных горно-разведочных работах применяют преимущественно электрические индивидуальные светильники. Выпускают светильники марок "Кузбасс", СГУ4, СГГ1, СГГ2, СГГ3, ЩГСГ.

Для определения электрических нагрузок осветительной сети следует выбрать тип светильника и мощность источника света. Количество светильников для освещения горных выработок определяют по условию обеспечения требуемой минимальной освещенности, исходя из длины выработки и расстояния между светильниками. Для определения расстояния между светильниками надо выполнить светотехнические расчеты [2].

Наиболее приемлемым для расчета освещения подземных выработок является точечный метод, позволяющий при наличии кривой светораспределения и заданного расстояния до точки освещаемой поверхности определить освещенность этой точки. В этом случае освещенность в горизонтальной плоскости (лк) находится по формуле [13]:

$$E_{\Gamma} = n \cdot \frac{I_{\alpha} \cdot \cos^3 \alpha \cdot C}{k \cdot h^2}, \quad (1.3)$$

где n - количество светильников, шт.;

I_{α} - сила света под углом α , определяется по кривой светораспределения светильника, кд;

C - коэффициент, учитывающий отношение светового потока принятой лампы к световому потоку условной лампы, равному 1000 лм;

k - коэффициент, учитывающий запыленность светильника и старение лампы, подземных горных выработок $k = 1, 2 \div 2$;

h - высота подвеса светильника, м.

Полученная расчетом освещенность должна быть не меньше нормируемой.

После определения мощности освещения на участке надо выбрать осветительный трансформатор. Расчеты выполняются только для одного участка. Мощность на освещение учитывается при определении расчетных нагрузок участка, РПП-6 или ЦПП.

Мощности для освещения других подземных выработок можно определить более простыми методами [2]:

- с помощью метода коэффициента использования светового потока;
- методом удельной мощности.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Световой поток

лампы Φ определяется по формуле [13]:

$$\Phi = \frac{K_3 \cdot E_n \cdot S \cdot Z}{N_{\text{л}} \eta}, \quad (1.4)$$

где E_n – нормативная освещённость по [13], лк;

S – площадь освещаемого помещения, м^2 ;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{\text{ср}} / E_{\text{min}}$;

$N_{\text{л}}$ – число ламп в помещении (необходимо учесть число ламп в светильнике);

η – коэффициент использования светового потока.

Коэффициент запаса, принимается равным $K_3 = 1,3 \div 1,5$; минимальная нормируемая освещённость, для подземных распределительных пунктов принимается равной $E_{\text{min}} = 10$ лк; коэффициент, для подземных выработок равен $Z = 1,3 \div 1,4$; η – коэффициент использования светового потока, для подземных горных выработок принимается равным $0,2 \div 0,4$ [2, 26].

Расчетный ток в осветительном кабеле, A :

$$I_p = I_c \cdot n, \quad (1.5)$$

где I_c – ток одного светильника.

Расчётное сечение осветительного кабеля, мм^2 :

$$S_{\text{осв.к}} = \frac{n \cdot P_{\text{св}} \cdot \frac{L_{\text{к}}}{2} \cdot 1000}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{осв.к}} \cdot U}, \quad (1.6)$$

где $L_{\text{к}}$ – длина осветительного кабеля;

$\gamma = 53$ – удельная проводимость меди, $\text{м/Ом} \cdot \text{мм}^2$;

$\Delta U_{\text{осв.к}} = 0,05U = 0,05 \cdot 127 = 6,35$ В – допустимое падение напряжения в осветительном кабеле.

1.3 Методика определения мощности потребителей и выбора участковой трансформаторной подстанции

Расчетную мощность трансформатора $S_{\text{тр.расч.}}$ определяем методом коэффициента спроса K_c , который учитывает степень загрузки и одновременность работы токоприемников, КПД сети и самого электроприемника [2]

$$S_{тр.расч.} = \frac{K_c \cdot \Sigma P_{уст}}{1,25 \cos \varphi_{ср}}, \text{ кВА} \quad (1.7)$$

где K_c - коэффициент спроса,
 $\cos \varphi_{ср.}$ - средневзвешенный коэффициент мощности;
 1,25 – коэффициент, уточняющий расчетную мощность участка.
 Для механизированных забоев [2]:

$$K_c = 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\max}}{\Sigma P_{уст}}, \quad (1.8)$$

где ΣP_{\max} - номинальная мощность наиболее мощного электродвигателя, кВт.
 $\cos \varphi_{ср.вз.} = 0,6$ - для очистных работ на пологих пластах,
 $\cos \varphi_{ср.вз.} = 0,7$ - для очистных работ на крутопадающих пластах.
 $\cos \varphi_{ср.вз.} = 0,6$ - для подготовительных работ.

Для других потребителей, находящихся на других участках, кроме очистного, K_c и $\cos \varphi$ принимается из [2].

По расчетной мощности выбираем трансформаторную подстанцию. Выбор подстанции или трансформатора осуществляется по условию

$$S_{ном.тр.} \geq S_{тр.расч.} \quad (1.9)$$

где $S_{ном.тр.}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

1.4 Характеристика объекта проектирования

Выемочный участок очистного забоя лавы №01 пласта «Безымянный-2+Мощный» расположен в центральной части шахтного поля.

С севера оконтурен подкоренным конвейерным штреком пласта «Мощный», с юга транспортным штреком пласта «Мощный».

Запасы угля выемочного участка лавы №01 будут отрабатываться с применением механизированного комплекса КМКЮ2-16/31 и очистного комбайна Joy-4LS22 по восстанию пласта «Безымянный-2+Мощный» от транспортного штрека пласта «Мощный» до подкоренного конвейерного штрека пласта «Мощный».

Для отработки запасов угля выемочного участка лавы №01 пласта «Безымянный-2+Мощный» принята система разработки длинными столбами по восстанию.

Выемочный столб оконтурен вентиляционным уклоном №01, конвейерным уклоном №01 пласта «Безымянный-2+Мощный».

Вентиляционный уклон №01 служит для подачи свежей струи воздуха в очистной забой лавы №01 и для размещения энергопоезда и доставки мате-

риалов и оборудования с поверхности по подвесной монорельсовой дороге ПМД-140 в лаву №01.

Конвейерный уклон №01 служит для транспортировки угля из очистного забоя лавы №01 на промплощадку западного флангового наклонного ствола, выдачи исходящей струи воздуха из очистного забоя выемочного участка лавы №01, для доставки материалов с поверхности по подвесной монорельсовой дороге ПМД-140 при ремонте горной выработки и ленточных конвейеров КЛКТ -1200 №1и2.

По мере подвигания очистного забоя лавы №01 вентиляционный и конвейерный уклоны №01 погашаются.

Очистная выемка при отработке запасов угля выемочного участка в лаве №01 осуществляется с помощью механизированного комплекса КМКЮ2-16/31 и очистного комбайна Joy-4LS22 с шириной захвата 0,8м, перемещаемым по линейному ставу лавного конвейера «Rybnik-850»..

Вынимаемая мощность угольного пласта в лаве №01 с 2,66 – 3,10 метра, средняя -2,90 метра. Полезная мощность от 2,22 до 2,78 метра, средняя составляет -2,49метра.

Согласно руководству по эксплуатации механизированного комплекса КМКЮ2-16/31, работы по добыче можно производить как по челноковой, так и по односторонней схеме.

При работе очистного комбайна Joy-4LS22 по односторонней схеме:

- выемка угля по лаве №01 пласта «Безымянный-2+Мощный» осуществляется движением очистного комбайна Joy-4LS22 от вентиляционного уклона №01 к конвейерному уклону №01 так и от конвейерного уклона №01 к вентиляционному уклону №01.

Очистной комбайн Joy-4LS22 производит выемку и погрузку угля на лавный конвейер «Rybnik-850» своими исполнительными органами (шнеками) диаметром 1600мм.

Зачистку комбайновой дорожки и погрузку не погруженного угля на лавный конвейер «Rybnik-850» производят от вентиляционного уклона №01 к конвейерному уклону №01 так и от конвейерного уклона №01 к вентиляционному уклону №01.

При работе очистного комбайна Joy-4LS22 по челноковой схеме:

- выемка угля производится как от вентиляционного уклона №01 к конвейерному уклону №01 так и от конвейерного уклона №01 к вентиляционному уклону №01 лавы №01 пласта «Безымянный-2+Мощный».

При необходимости в лаве №01 производят буровзрывные работы по рыхлению угольного массива пласта и дроблению колчедана.

Работа комплекса (технологический цикл добычи угля комплексом КМКЮ2-16/31) состоит из следующих операций:

1. Выемки и погрузки угля в лаве №01 с помощью очистного комбайна Joy-4LS22.

2. Транспортировки угля по лаве №01 с помощью лавного конвейера «Rybnik-850».

3. Крепления призабойного пространства в лаве №01 с помощью секций крепи КМ-138/2, МКЮ2-16/31 и МКЮ4У-17/32 путем передвижения их к забою с отставанием от комбайна на расстояние не более 3 секций или 4,5метра.

4. Передвижки линейных секций лавного конвейера «Rybnik-850» к забою.

5. Передвижки 4-х стоечных концевых секций крепи МКЮ4У-22/42 с выдвигной консолью на сопряжении с вентиляционным уклоном №01 совместно с приводом лавного конвейера «Rybnik-850».

6. Передвижки 4-х стоечных концевых секций крепи МКЮ4У-22/42 с выдвигной консолью на сопряжении с конвейерным уклоном №01 совместно с приводом конвейера «Rybnik-850» и передвижкой перегружателя «Grot-850»;

7. Передвижка перегружателя «Grot-850» с дробилкой Scorpion-1800Р и сокращение ленточного конвейера КЛКТ-1200 в конвейерном уклоне №01 с совместной задвижкой лавного привода «Rybnik-850»;

8. Усиления анкерной крепи первого уровня А20В для поддержания конвейерного уклона №01 в зоне влияния горных работ лавы №01 предусмотрено:

- за счет опережающей установки дополнительных канатных анкеров второго уровня типа АК-01 длиной 5,5метра под шайбы размером 250х250мм по кровле выработки конвейерного уклона №01 в два ряда с шагом установки 1000мм между рядами анкеров первого уровня на протяжении 20метров от лавы №01;

- 2 продольных рядов рудстоек диаметром не менее 200мм под бесконечный подхват из СВП-22(17) с шагом установки 1,0 м;

9. Усиления анкерной крепи первого уровня А20В для поддержания вентиляционного уклона №01 в зоне влияния горных работ лавы №01 предусмотрено:

- за счет опережающей установки дополнительных канатных анкеров второго уровня типа АК-01 длиной 5,5метра под шайбы размером 250х250мм по кровле выработки вентиляционного уклона №01 в два ряда с шагом установки 1000мм между рядами анкеров первого уровня на протяжении 20метров от лавы №01;

- за счет опережающей установки дополнительных деревянных стоек диаметром не менее 200мм под отрезки деревянной плахи толщиной 60мм длиной до 1 метра в два ряда с шагом установки 1000мм на протяжении 20 метров от лавы №01.

Перечень всех потребителей с характеристиками представим в виде таблицы 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень потребителей лавы

№ п/п	Потребитель	Тип элек- тро- двигателя	P _н кВт	I _н А	η	Cos φ
Конвейер КЛК-1200, РП-№8, U _н = 1140 В						
1	Конвейер КЛК-1000 №1	BAO2-315M4	2x315	2*195	0,93	0,89
Конвейер КЛК-1200, РП-№7, U _н = 1140 В						
2	Конвейер КЛК-1000 №2	BAO2-315M4	2x315	2*195	0,93	0,89
РП-№6, U _н = 660 В						
3	Насос НА-200/320	ABP-280M4	200	167	0,93	0,89
4	Насос НА-200/320	ABP-280L4	200	167	0,93	0,89
5	Насос НА-200/320	ABP-280L4	200	167	0,93	0,89
РП-№5, U _н = 660 В						
6	Конвейер ЛПК-10Б	ВРП-180-4	22	24	0,86	0,85
7	Перегрузатель Grot-850	ABP-280L4	250	240	0,91	0,86
8	Дробилка Scorpion-1800	BAO-90-4	160	160	0,91	0,85
РП-№4, U _н = 660 В						
9	Конвейер ЛПК-10Б	ВРП-180-4	22	24	0,86	0,85
Конвейер Ribnik, РП-№3, U _н = 1140 В						
10	Привод	SG 450L-8/4	3x(260/520)	3x(67/113)	0,93	0,74/ 0,86
РП-№2, U _н = 3300 В						
11	Очистной комбайн Joy-4LS22	4LS-22, 4LS-09, 4LS-06	1x735; 2x55; 1x22	189 14 5,7	0,91	0,89

Потребители РП-№6-8 запитываются от ТП, расположенных на поверхности, остальные потребители РП-№6-8 – от ТП взрывобезопасного исполнения, расположенных под землей.

2 Аналитическая часть

2.1 Выбор схемы электроснабжения участка и количества источников питания

Для питания машин и механизмов на выемочном участке лавы №01 предусматривается применение электроэнергии.

Оборудование, входящее в состав механизированного комплекса, включает в себя лавный конвейер RIBNIK $U=3300$ В, скребковый перегружатель Grot-850 $U=660$ В, маслостанцию Hauhincos $U=660$ В, очистной комбайн 4LS22 $U=3300$ В.

Для светильников освещения и сигнальных установок применяется напряжение 127 В.

Источниками электроэнергии для питания токоприемников являются трансформаторные подстанции расположенная в энергопоезде лавы:

- КТПВШ 6/0,69/630, снижающие напряжение с 6000В до 660В для перегружателя, дробилки Scorpion-1800, лебёдок ЛПК и вспомогательного оборудования, запитываемых от РП-4,5,6,7,8.

- импортного производства TN-6/2100-P2.5 снижающие напряжение до 3300В, для электроснабжения лавного конвейера, запитываемого от РП-3.

- КТСВП-6/3,3/1250, снижающие напряжение до 3300В, для электроснабжения очистного комбайна 4LS22, запитываемого от РП-2.

Энергопоезд расположен в вентиляционном штреке №01 подвешан к монорельсовым тележкам, которые передвигаются по монорельсовому пути по мере подвигания лавы №01.

2.2 Определение активной и полной расчетной мощностей потребителей

Определим активную, реактивную и полную расчетные мощности потребителей для каждого РП. Расчеты производим по формулам (1.7), (1.8), описанным в п.1.3.

Расчет для РП-№ 8.

Характеристика потребителей РП-№ 8 представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика потребителей РП-№ 8

№ п/п	Потребитель U _н = 1140 В	Тип элек- тро- двигателя	P _н кВт	I _н А	η	Cos φ
Конвейер КЛК-1200						
1	Конвейер КЛК-1000 №1	ВАО2-315М4	2х315	2*195	0,93	0,89
2	Освещение	АПШ-М.02	4	4	-	-
	ИТОГО:		634	390	-	-

Рассчитываем полную мощность на основании указанной суммарной активной мощности и коэффициента мощности:

$$S_{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot 634}{1,25 \cdot 0,89} = 398,92 \text{ кВА},$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \left(\frac{315}{630} \right) = 0,7;$$

$$\text{Cos} \phi_{\text{cp}} = \frac{2 \cdot 315 \cdot 0,89 + 4 \cdot 1}{634} = 0,89.$$

Расчет для РП-№7.

Характеристика потребителей РП-№ 7 представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристика потребителей РП-№ 7

№ п/п	Потребитель U _н = 1140 В	Тип электро- двигателя	P _н кВт	I _н А	η	Cos φ
Конвейер КЛК-1200						
1	Конвейер КЛК-1000 №1	ВАО2-315М4	2х315	2*195	0,93	0,89
2	Освещение	АПШ-М.02	4	4	-	-
	ИТОГО:		634	390	-	-

Рассчитываем полную мощность на основании указанной суммарной активной мощности и коэффициента мощности:

$$S_{\text{тр}} = \frac{0,7 \cdot 634}{1,25 \cdot 0,89} = 398,92 \text{ кВА},$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \left(\frac{315}{630} \right) = 0,7$$

$$\cos \phi_{cp} = \frac{2 \cdot 315 \cdot 0,89 + 4 \cdot 1}{634} = 0,89$$

Расчет для РП-№6.

Характеристика потребителей РП-№ 6 представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристика потребителей РП-№ 6

№ п/п	Потребитель $U_n = 660 \text{ В}$	Тип электро-двигателя	P_n кВт	I_n А	η	$\cos \phi$
1	НА-200/320	АВР-280М4	200	167	0,93	0,89
2	НА-200/320	АВР-280L4	200	167	0,93	0,89
3	НА-200/320	АВР-280L4	200	167	0,93	0,89
	ИТОГО:		600	501	-	-

Рассчитываем полную мощность на основании указанной суммарной активной мощности и коэффициента мощности:

$$S_{тр} = \frac{0,7 \cdot 600}{1,25 \cdot 0,89} = 376,8 \text{ кВА},$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \left(\frac{200}{600} \right) = 0,7,$$

$$\cos \phi_{cp} = \frac{3 \cdot 200 \cdot 0,89}{600} = 0,89.$$

Расчет для РП-№5.

Характеристика потребителей РП-№ 5 представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристика потребителей РП-№ 5

№ п/п	Потребитель U _н = 660 В	Тип элек- тро- двигателя	P _н кВт	I _н А	η	Cos φ
1	ЛПК-10Б	ВРП-180-4	22	24	0,86	0,85
2	Перегрузатель Grot-850	АВР-280L4	250	240	0,91	0,86
3	Дробилка Scorpion-1800	ВАО-90-4	160	160	0,91	0,85
4	Освещение	АППШ-М.02	4	4	-	-
	ИТОГО:		436	438	-	-

Рассчитываем полную мощность на основании указанной суммарной активной мощности и коэффициента мощности:

$$S_{\text{тр}} = \frac{0,76 \cdot 436}{1,25 \cdot 0,86} = 308 \text{кВА},$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \left(\frac{200}{332} \right) = 0,76,$$

$$\text{Cos} \phi_{\text{ср}} = \frac{2 \cdot 250 \cdot 0,89}{515} = 0,86.$$

Расчет для РП-№4.

Характеристика потребителей РП-№ 4 представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристика потребителей РП-№ 4

№ п/п	Потребитель U _н = 660 В	Тип элек- тро- двигателя	P _н кВт	I _н А	η	Cos φ
1	ЛПК-10Б	ВРП-180-4	22	24	0,86	0,85
2	Освещение	АППШ-М.02	4	4	-	-
	ИТОГО:		26	28	-	-

Рассчитываем полную мощность на основании указанной суммарной активной мощности и коэффициента мощности:

$$S_{\text{тр}} = \frac{1 \cdot 26}{1,25 \cdot 0,85} = 30,6 \text{ кВА},$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \left(\frac{P_{\text{дв.}}}{\sum P} \right) = 0,4 + 0,6 \left(\frac{26}{26} \right) = 1,$$

$$\cos \phi_{\text{ср}} = \frac{2 \cdot 250 \cdot 0,89}{515} = 0,86.$$

Расчет для РП-№3.

Характеристика потребителей РП-№ 3 представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Характеристика потребителей РП-№ 3

№ п/п	Потребитель $U_n = 1140 \text{ В}$	Тип элек- тро- двигателя	P_n кВт	I_n А	η	$\cos \phi$
1. Конвейер Ribnik.						
1	Привод	SG 450L- 8/4	3х(260/520)	3х(67/113)	0,93	0,74/ 0,86
	ИТОГО:		1560	339	-	-

Рассчитываем полную мощность на основании указанной суммарной активной мощности и коэффициента мощности:

$$S_{\text{тр}} = \frac{1 \cdot 1560}{1,25 \cdot 0,89} = 1073,28 \text{ кВА},$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \left(\frac{1560}{1560} \right) = 1,0.$$

Расчет для РП-№2.

Характеристика потребителей РП-№ 2 представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Перечень потребителей РП-№2

№ п/п	Потребитель	Тип элек- тро- двигателя	P _н кВт	I _н А	η	Cos φ
РП-№2, U _н = 3300 В						
11	Очистной комбайн Joy-4LS22	4LS-22, 4LS-09, 4LS-06	1x735; 2x55; 1x22	189 14 5,7	0,91	0,89
	ИТОГО:		883	209	-	-

Рассчитываем полную мощность на основании указанной суммарной активной мощности и коэффициента мощности:

$$S_{\text{тр}} = \frac{883}{0,89} = 992 \text{ кВА.}$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \left(\frac{P_{\text{дв.}}}{\sum P} \right) = 0,4 + 0,6 \left(\frac{883}{883} \right) = 1,0.$$

2.3 Светотехнический и электротехнический расчеты освещения монтажных камер, энергопоезда, участка лавы

Освещение стационарными шахтными светильниками СШС-1.1М с помощью пускового аппарата АПШ-1М30 в лаве №01 производится:

- сопряжений лавы №01 с вентиляционным уклоном №01 и конвейерным уклоном №01;
- пересыпов лавного конвейера «Rybnik-850» и скребкового перегружателя «Grot-850», дробилки Scorpion-1800P, пересыпов ленточных конвейеров КЛКТ-1200 и камеры привода ленточного конвейера КЛКТ-1200;
- места установки электроподстанций, компрессорных установок и посадочный площадок по конвейерному уклону №01 и вентиляционному уклону №01;

Освещение призабойного пространства лавы №01 осуществляется стационарными забойными взрывобезопасными светильниками СЗВ1.2.М. С установленными на перекрытиях секций крепи МКЮ2-16/31, КМ-138/2, МКЮ4У-17/32, МКЮ4У-22/42.

Освещение монтажной камеры

Световой поток Φ, лм для создания необходимой освещенности вычислим по формуле (1.4):

$$\Phi = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 2,8 \cdot 2,8 \cdot 40}{0,285} = 15405 \text{ лм},$$

Число светильников

$$n = \frac{15405}{980} \approx 16.$$

Для освещения распредпунктов и пересыпов принимаем светильники типа СЗВ-1,2 У5 с $\Phi=980$ лм, количеством 16 штук на каждый распредпункт.

Светильники располагаем на высоте 2,8 м от рабочей поверхности через каждые 4,5 метра.

Расчетный ток в осветительном кабеле по формуле (1.5):

$$I_p = 0,1 \cdot 8 = 0,8 \text{ А},$$

где I_c - ток светильника, равен 0,1 А для СЗВ-1,2 У5.

Рассчитаем сечение осветительного кабеля по формуле (1.6):

$$S_{\text{осв.к}} = \frac{16 \cdot 8 \cdot \frac{70}{2}}{53 \cdot 6,35 \cdot 127} = 0,1 \text{ мм}^2,$$

где $L_k = 50$ м - длина осветительного кабеля; $\gamma = 53$ - удельная проводимость меди, м/Ом·мм²; $\Delta U_{\text{осв.к}} = 0,05U = 0,05 \cdot 127 = 6,35$ В - допустимое падение напряжения в осветительном кабеле.

Принимаем кабель типа КОГРЭШ 4х4+1х1,5, $I_{\text{дл.доп}} = 43$ А.

В качестве источника тока для светильников используем пусковой агрегат АПШ-2М на $U_n=1140$ В, и АПШ-1М на $U_n=660$ В.

Мощность пускового агрегата $S=4$ кВА, уставка МТЗ $I_y=50$ А для контакторов, и $I_{\text{пл}}=10$ А для освещения.

$$I_{\text{пл}} \geq 1,25 \cdot 0,8 = 1 \text{ А}.$$

Характеристика осветительной аппаратуры монтажной камеры и участка лавы РП №8 представлена в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Характеристика осветительной аппаратуры монтажной камеры и участка лавы РП №8

Назначение аппаратуры	I_p, A	Тип аппарата, $I_{н.ан}, A$	Вид за-щит	$I_y, I_{пл}, A$	
				Расчетный	Принимаем
СЗВ-1,2 У5	3,2	АПШ-2М 30	ПМЗ	1	10

Освещение РП-№7.

Световой поток Φ , лм для создания необходимой освещенности вычислим по формуле (1.4):

$$\Phi = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 2,8 \cdot 2,8 \cdot 40}{0,285} = 15405 \text{ лм.}$$

Число светильников

$$n = \frac{15405}{980} \approx 16.$$

Для освещения распределителей и пересыпов принимаем светильники типа СЗВ-1,2 У5 с $\Phi=980$ лм, количеством 16 штук на каждый распределитель.

Светильники располагаем на высоте 2,8 м от рабочей поверхности через каждые 4,5 метра.

Расчетный ток в осветительном кабеле вычислим по формуле (1.5)

$$I_p = 0,1 \cdot 8 = 0,8 A,$$

где I_c - ток светильника, равен 0,1 А для СЗВ-1,2 У5.

Рассчитаем сечение осветительного кабеля по формуле (1.6)

$$S_{осв.к} = \frac{16 \cdot 8 \cdot \frac{70}{2}}{53 \cdot 6,35 \cdot 127} = 0,1 \text{ мм}^2,$$

где $L_k = 50$ м - длина осветительного кабеля.

Принимаем кабель типа КОГРЭШ 4х4+1х1,5, $I_{дл.доп} = 43$ А.

В качестве источника тока для светильников используем пусковой агрегат АПШ-2М на $U_n=1140$ В, и АПШ-1М на $U_n=660$ В.

Мощность пускового агрегата $S=4$ кВА, уставка МТЗ $I_y=50$ А для контакторов, и $I_{пл}=10$ А для освещения.

$$I_{пл} \geq 1,25 \cdot 0,8 = 1 A.$$

Таблица 2.9 – Характеристика осветительной аппаратуры

Назначение аппаратуры	I_p, A	Тип аппарата, $I_{н.ан}, A$	Вид за-щит	$I_y, I_{пл}, A$	
				Расчетный	Принимаем
СЗВ-1,2 У5	3,2	АПШ-2М 30	ПМЗ	1	10

РП-№7. Освещение камеры

Световой поток Φ , лм для создания необходимой освещенности вычислим по формуле (1.4):

$$\Phi = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 2,8 \cdot 40}{0,285} = 15405 \text{ лм,}$$

Число светильников

$$n = \frac{15405}{980} \approx 16.$$

Для освещения распределительных пунктов и пересыпов принимаем светильники типа ЛСП-20М-У5 с $\Phi=980$ лм, количеством 16 штук на каждый распределительный пункт.

Светильники располагаем на высоте 2,8 м от рабочей поверхности через каждые 4,5 метра.

Расчетный ток в осветительном кабеле вычислим по формуле (1.5):

$$I_p = 0,1 \cdot 8 = 0,8 A,$$

где I_c - ток светильника, равен 0,1 А для ЛСП-20М-У5.

Рассчитаем сечение осветительного кабеля по формуле (1.6):

$$S_{осв.к} = \frac{16 \cdot 8 \cdot \frac{70}{2}}{53 \cdot 6,35 \cdot 127} = 0,1 \text{ мм}^2,$$

где $L_k = 50$ м - длина осветительного кабеля.

Принимаем кабель типа КОГРЭШ 4х4+1х1,5, $I_{дл.доп} = 43$ А.

В качестве источника тока для светильников используем пусковой агрегат АПШ-2М на $U_n=690/1140$ В.

Мощность пускового агрегата $S=4$ кВА, уставка МТЗ $I_y=50$ А для контакторов, и $I_{пл}=10$ А для освещения.

$$I_{пл} \geq 1,25 \cdot 0,8 = 1 A.$$

Характеристика осветительной аппаратуры монтажной камеры и участка лавы РП №6 представлена в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Характеристика осветительной аппаратуры монтажной камеры и участка лавы РП №6

Назначение аппаратуры	I _р , А	Тип аппарата, I _{н.ан} , А	Вид защит	I _у , I _{пл} , А	
				Расчетный	Принимаем
СЗВ-1М-У5	3,2	АПШ-2М 30	ПМЗ	1	10

РП-№5. Освещение энергопоезда и участка лавы.

Световой поток Φ , лм для создания необходимой освещенности вычислим по формуле (1.4):

$$\Phi = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 2,8 \cdot 40}{0,285} = 15405 \text{ лм},$$

Число светильников

$$n = \frac{15405}{980} \approx 16.$$

Для освещения распредпунктов и пересыпов принимаем светильники типа ЛСР-20М-У5 с $\Phi=980$ лм, количеством 16 штук на каждый распредпункт.

Светильники располагаем на высоте 2,8 м от рабочей поверхности через каждые 4,5 метра.

Расчетный ток в осветительном кабеле вычислим по формуле (1.5):

$$I_p = 0,1 \cdot 8 = 0,8 \text{ А},$$

где I_c - ток светильника, равен 0,1 А для ЛСР-20М-У5.

Рассчитаем сечение осветительного кабеля по формуле (1.6):

$$S_{\text{осв.к}} = \frac{16 \cdot 8 \cdot \frac{170}{2}}{53 \cdot 6,35 \cdot 127} = 0,1 \text{ мм}^2,$$

где $L_k = 170$ м - длина осветительного кабеля.

Принимаем кабель типа КОГРЭШ 4х4+1х1,5, $I_{\text{дл.доп}} = 43 \text{ А}$.

В качестве источника тока для светильников используем пусковой агре-

гат АПШ-2М на $U_H=1140$ В, и АПШ-1М на $U_H=660$ В.

Мощность пускового агрегата $S=4$ кВА, уставка МТЗ $I_y=50$ А для кон-
такторов, и $I_{пл}=10$ А для освещения.

$$I_{пл} \geq 1,25 \cdot 0,8 = 1 \text{ А.}$$

Характеристика осветительной аппаратуры монтажной камеры и участ-
ка лавы РП №5 представлена в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Характеристика осветительной аппаратуры монтажной камеры
и участка лавы РП №5

Назначение аппаратуры	I_p , А	Тип аппара- та, $I_{н.ан}$, А	Вид защит	$I_y, I_{пл}$, А	
				Расчетный	Принимаем
СЗВ-1,2 М	3,2	АПШ-1М 30	ПМЗ	1	10

2.4 Определение числа и мощности трансформаторов источников питания

Число и мощность трансформаторов выбираются по методике, описан-
ной в п.1.3.

В соответствии с расчетной мощностью РП-№8 $S_{тр} = 398,92$ кВА, к ус-
тановке принимаем трансформатор ТМ 630-6/1,2.

В соответствии с расчетной мощностью РП-№7 $S_{тр} = 398,92$ кВА, к ус-
тановке принимаем трансформатор ТМ 630-6/1,2.

В соответствии с расчетной мощностью РП-№6 $S_{тр} = 376,8$ кВА, К ус-
тановке принимаем трансформаторную подстанцию с трансформатором ТМ-
630-6/0,69 мощностью 630 кВА (рисунок 2.1).

В соответствии с расчетной мощностью РП-№5 $S_{тр} = 308$ кВА, к уста-
новке принимаем комплектную трансформаторную подстанцию взрывобезо-
пасного исполнения КТПВШ-630/6/0,69.

Электроснабжение потребителей РП-№4, $S_{тр} = 30,6$ кВА, осуществляют-
ся от комплектной трансформаторной подстанции взрывобезопасного испол-
нения КТПВ-400/6/0,69 расположенной в составе энергопоезда в подземной
выработке западного уклона.

В соответствии с расчетной мощностью РП-№3 $S_{тр} = 1073,28$ кВА, к ус-
тановке принимаем комплектную трансформаторную подстанцию взрывобе-
зопасного исполнения TN-6/2100- P2.5 (рисунок 2.2).

В соответствии с расчетной мощностью РП-№2 $S_{тр} = 992$ кВА, к уста-

новке принимаем трансформаторную подстанцию КТСПВЗ-1250/6/3,3 (рисунок 2.3).

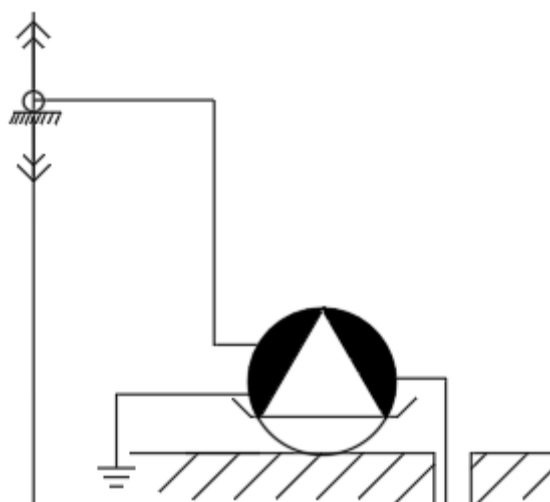


Рисунок 2.1 – КТП с трансформаторами типа ТМ 630-6/1,2 или ТМ-630-6/0,69 (схематичное изображение)

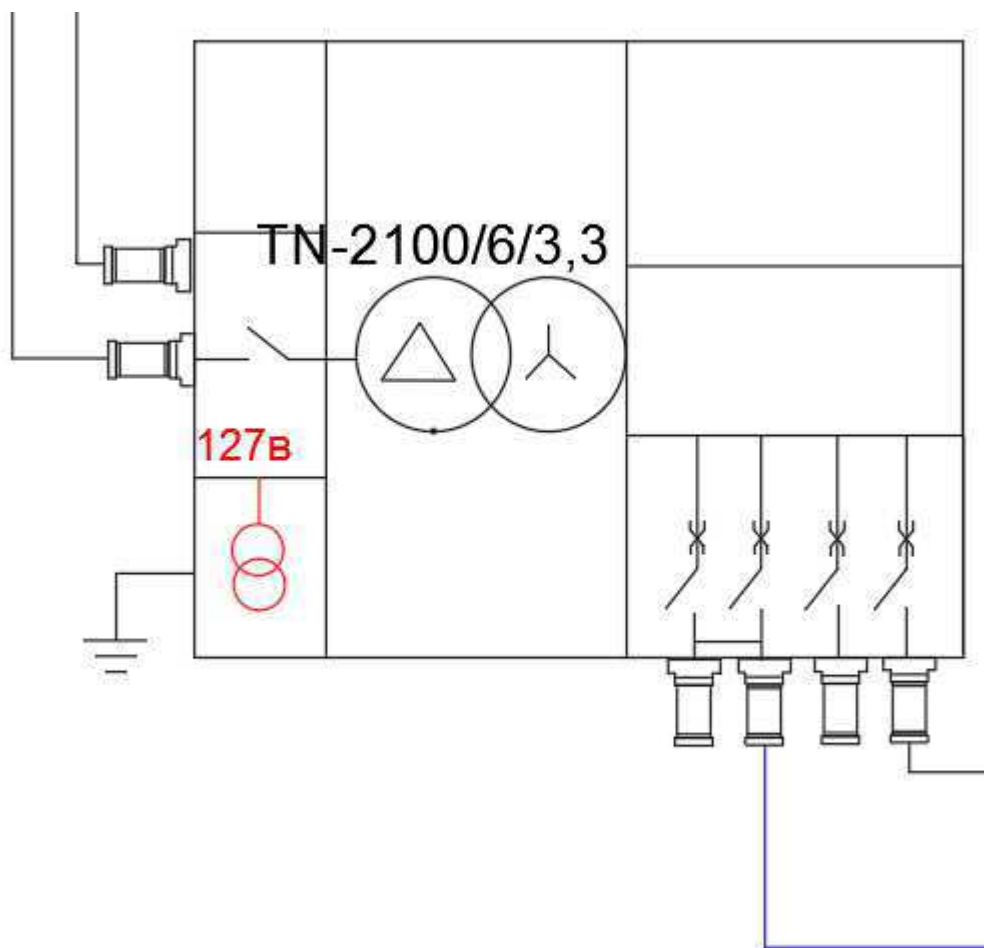


Рисунок 2.2 – КТП взрывобезопасного исполнения TN-6/2100- P2.5

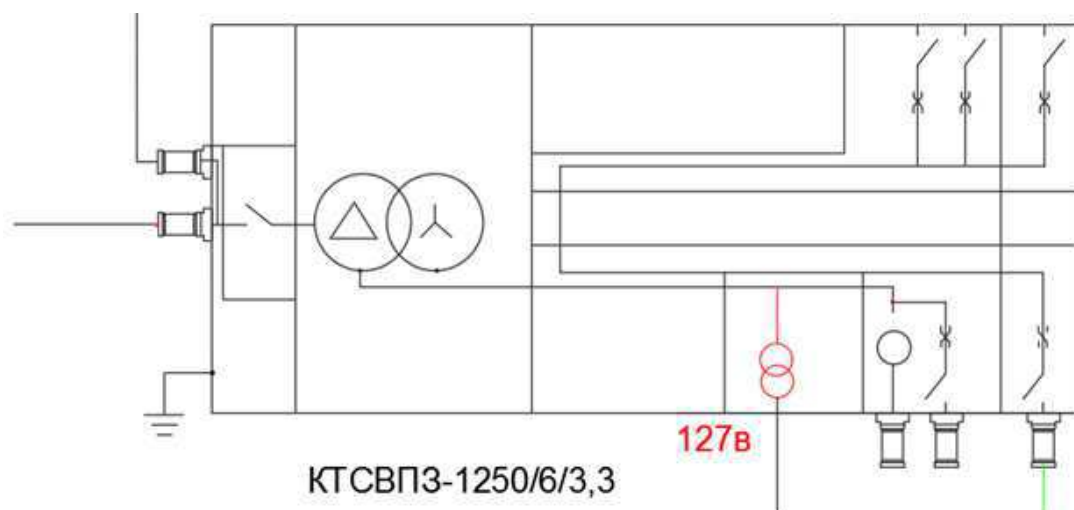


Рисунок 2.3 – КТСВП3-1250/6/3,3

2.5 Выбор кабельных линий

Выбор кабельных линий осуществляется в соответствии с таблицами 2.1-2.7, где отображен номинальный ток нагрузки каждой группы электроприемников, присоединенных к тому или иному РП [2].

Условие выбора:

$$I_p < I_{\text{доп}}, \quad (2.1)$$

где I_p – расчетный ток группы;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток кабеля.

РП-№8.

По номинальному току нагрузки принимаем кабели для электроустановок:

1. От КТП №7 до фидерного автомата ВВ-630Р ЦСПг 3х120 длиной 70 м.
2. От ВВ-630Р до пускателя ПВИ-315 Н+R КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 10 м.
3. От ПВИ-315 Н+R до привода конвейера КЛК-1000 КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 30 м.
4. От ПВИ-315 Н+R до привода конвейера КЛК-1000 КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 30 м.

РП-№7.

По номинальному току нагрузки принимаем кабели для электроустановок:

1. От КТП №7 до фидерного автомата ВВ-630Р ЦСПГ 3х120 длиной 70 м.
2. От ВВ-630Р до пускателя ПВИ-315 Н+R КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 10 м.
3. От ПВИ-315 Н+R до привода конвейера КЛК-1000 КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 30 м.
4. От ПВИ-315 Н+R до привода конвейера КЛК-1000 КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 30 м.

РП-№6

По номинальному току нагрузки принимаем кабели для электроустановок:

1. От трансформаторной подстанции, расположенной на поверхности ТМ-630-6/0,69 через энергетическую скважину до автоматического выключателя ВВ-400 кабель ЦСПГ 3х120 длиной 120 м РП №2.
2. От автоматического выключателя ВВ-400 до пускателя ПВИ-315 Н+R кабель КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 10 м.
3. От ПВИ-315 Н+R до электродвигателя маслостанции НАУНINCO КГЭШ 3х70+1х10+3х4 длиной 40 м.
4. От ПВИ-315 Н+R до электродвигателя маслостанции НАУНINCO КГЭШ 3х70+1х10+3х4 длиной 45 м.
5. От ПВИ-315 Н+R до электродвигателя маслостанции НАУНINCO КГЭШ 3х70+1х10+3х4 длиной 50 м.

ПР-№5

По номинальному току нагрузки принимаем кабели для электроустановок и проверяем их по допустимой потере напряжения:

1. От трансформаторной подстанции КТПВШ-630/6/0,69 расположенной в энергопоезде лавы кабель КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 450 м до РП №5.
2. От магнитного пускателя ПВИ-315 Н+R до электродвигателя конвейера Grot-850 кабель КГЭШ 3х70+1х10+3х4 длиной 40 м.
3. От магнитного пускателя ПВИ-315 Н+R до электродвигателя дробилки Scorpion-1800 кабель КГЭШ 3х70+1х10+3х4 длиной 70 м.
4. От магнитного пускателя ПВР-125 Р до лебёдки маневровой ЛПК-10Б КГЭШ 3х35+1х10+3х4 длиной 40 м.

ПР-№4

По номинальному току нагрузки принимаем кабели для электроустановок:

1. От трансформаторной подстанции КТПВ-400/6/0,69 расположенной в энергопоезде лавы кабель КГЭШ 3х70+1х10+3х4 длиной 70 м до РП №6.
2. От магнитного пускателя ПВИ-315 Н+R до магнитного пускателя ПВИ-250 РП №8 кабель КГЭШ 3х70+1х10+3х4 длиной 330 м.

3. От магнитного пускателя ПВР-125 Р до маневровой лебёдки ЛПК-10Б КГЭШ 3х35+1х10+3х4 длиной 40 м.

ПР-№3

По номинальному току нагрузки принимаем кабели для электроустановок:

1. От трансформаторной подстанции TN-6/2100-P2.5. расположенной в энергопоезде лавы:

- кабель КГЭШ 6х40+1х10+3х4 длиной 400м 2 шт. до электродвигателя №1 и №2 конвейера Ribnik;

- кабель КГЭШ 3х95+1х10+3х4 длиной 100м 1 шт. до электродвигателя №3 конвейера Ribnik.

ПР-№2

Для питания электроприемников напряжением 3,3кВ принимается кабель КГЭШ-3,3 3х95+1х10+6х4 при номинальном напряжении 3,3кВ на основных жилах и 220В на вспомогательных.

2.6 Расчет кабельных сетей по допустимой емкости

Расчет для кабельной сети, подсоединенной к ПР-№8.

В соответствии с ПБ суммарная емкость кабельной сети участка (за исключением сетей на 127 В) не должна превышать 1мкФ/фазу.

Емкость кабеля C_k , мкФ/фазу

$$C_k = L \cdot C_{уд}, \text{ мкФ/фазу}, \quad (2.2)$$

где L – длина кабеля, км; $C_{уд}$ - удельная емкость кабеля, мкФ/фазу.
Таким образом,

$$C_k = 0,07 \cdot 0,81 = 0,0567 \text{ мкФ/фазу},$$

Условие проверки на электробезопасность

$$1,1 \sum C_k \leq 1 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (2.3)$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий емкость силового трансформатора, двигателей и электроаппаратов.

Рассчитанные характеристики кабельной сети заносим в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Характеристика кабельной сети по емкости

Участок сети	Тип кабеля	L, км	C _{уд} , мкФ/км	C _к , мкФ/фазу
КТП№58				
КТП№58-РП-1	ЦСПГ 3х120	0,070	0,81	0,0567
ВВ400Р-ПВИ-315 Н+R	КГЭШ-3х95+1х10+3х4	0,010	0,77	0,0077
ПВИ-315 Н+R-ЭД №1	КГЭШ-3х95+1х10+3х4	0,040	0,77	0,0308
ПВИ-315 Н+R-ЭД №1	КГЭШ-3х95+1х10+3х4	0,040	0,77	0,0308
			$1,1 \sum C_k$ мкФ/фазу	

Расчет для кабельной сети, подсоединенной к ПР-№7, по допустимой емкости.

В соответствии с ПБ суммарная емкость кабельной сети участка (за исключением сетей на 127 В) не должна превышать 1мкФ/фазу.

Емкость кабеля C_к, мкФ/фазу по формуле (2.2):

$$C_k = 0,07 \cdot 0,81 = 0,0567 \text{ мкФ/фазу},$$

Условие проверки на электробезопасность выполняется согласно формуле (2.2). Рассчитанные характеристики кабельной сети заносим в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 – Характеристика кабельной сети по емкости

Участок сети	Тип кабеля	L, км	C _{уд} , мкФ/км	C _к , мкФ/фазу
КТП№58				
КТП№58-РП-1	ЦСПГ 3х120	0,070	0,81	0,0567
ВВ400Р-ПВИ-315 Н+R	КГЭШ-3х95+1х10+3х4	0,010	0,77	0,0077
ПВИ-315 Н+R-ЭД №1	КГЭШ-3х95+1х10+3х4	0,040	0,77	0,0308
ПВИ-315 Н+R-ЭД №1	КГЭШ-3х95+1х10+3х4	0,040	0,77	0,0308
			$1,1 \sum C_k$ мкФ/фазу	

Расчет для кабельной сети, подсоединенной к ПР-№6, по допустимой емкости.

В соответствии с ПБ суммарная емкость кабельной сети участка (за исключением сетей на 127 В) не должна превышать 1мкФ/фазу.

Емкость кабеля C_k , мкФ/фазу

$$C_k = L \cdot C_{уд} = 0,18 \cdot 0,81 = 0,1458 \text{ мкФ/фазу},$$

где L – длина кабеля, км; $C_{уд}$ - удельная емкость кабеля, мкФ/фазу.

Условие проверки на электробезопасность выполняется согласно формуле (2.2):

$$1,1 \cdot (0,1458 + 0,077 + 0,0346 + 0,0385) = 0,295 < 1 \text{ мкФ/фазу}.$$

Рассчитанные характеристики кабельной сети заносим в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Характеристика кабельной сети по емкости

Участок сети	Тип кабеля	L, км	$C_{уд}$, мкФ/км	C_k , мкФ/фазу
КТП№58				
КТП№58-РП-2	ЦСПг 3x120	0,18	0,81	0,1458
ВВ400Р-ПВИ-315 Н+R	КГЭШ-3x95+1x10+3x4	0,01	0,77	0,077
ПВИ-315 Н+R-ЭД №1	КГЭШ-3x70+1x10+3x4	0,045	0,77	0,0346
ПВИ-315 Н+R-ЭД №1	КГЭШ-3x70+1x10+3x4	0,050	0,77	0,0385
			$1,1 \sum C_k = 0,295 \text{ мкФ /фазу}$	

Расчет для кабельной сети, подсоединенной к ПР-№3, по допустимой емкости.

В соответствии с ПБ суммарная емкость кабельной сети участка (за исключением сетей на 127 В) не должна превышать 1мкФ/фазу.

Емкость кабеля C_k , мкФ/фазу

$$C_k = 0,18 \cdot 0,81 = 0,1458 \text{ мкФ/фазу},$$

Условие проверки на электробезопасность выполняется согласно формуле (2.2):

$$1,1 \cdot (0,553) = 0,608 < 1 \text{ мкФ/фазу}.$$

Рассчитанные характеристики кабельной сети заносим в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Характеристика кабельной сети по емкости

Участок сети	Тип кабеля	L, км	C _{уд} , мкФ/км	C _к , мкФ/фазу
TN-6/2100-P2.1.	КГЭШ-6х70+1х10+3х4	0,310	0,77	0,238
TN-6/2100-P2.1.	КГЭШ-6х70+1х10+3х4	0,310	0,77	0,238
TN-6/2100-P2.1.	КГЭШ-6х70+1х10+3х4	0,05	0,77	0,0385
			$\sum C_k = 0,553$ мкФ/фазу	

Расчет для кабельной сети, подсоединенной к ПР-№2, по допустимой емкости.

Общая емкость одной фазы кабельной сети должна удовлетворять условию, мкФ

$$C_{\phi} = \sum_{i=1}^k \frac{C_i \cdot l_i}{1000} \leq C_g \quad (2.4)$$

где k – число кабелей, подключенных к данной ПУПП; C_г = 1 мкФ – предельно-допустимая емкость сети при принятой в ней общесетевой защите от утечек.

Ожидаемая максимальная емкость сети участка, подключенного к КТСПВ3-1250/6/3,3 не учитывает емкость жилы фидерного кабеля, так как распределительные пункты низкого напряжения закреплены на вторичной стороне трансформаторов. Поэтому учитываем только емкость жил гибкого кабеля относительно земли, мкФ.

Условие проверки на электробезопасность выполняется согласно формуле (2.2):

$$C_{\phi 1} = [0,695 \cdot 350 + 0,605 \cdot (75 + 350 + 425)] / 1000 = 0,7575 < 1.$$

2.7 Проверка кабельных сетей по потере напряжения в нормальном режиме и при пуске наиболее мощного электродвигателя участка

Потери напряжения в трансформаторе определяются по формуле [2]:

$$\Delta U_{\text{тр}} \% = \beta (\cos \phi \cdot U_a + \sin \phi \cdot U_p), \text{ В}, \quad (2.5)$$

где β – отношение фактической нагрузки к номинальной мощности трансформатора;

U_a , U_p - относительные значения соответственно активной и реактивной составляющей напряжения КЗ трансформатора, %:

$$U_a = \frac{P_k}{P_n} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2}. \quad (2.7)$$

ПР-№8.

Потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{тр} \% = 1 \cdot (0,65 \cdot 0,87 + 4,95 \cdot 0,49) = 3В$$

$$U_a = \frac{6,5}{1000} 100 = 0,65\%;$$

$$U_p = \sqrt{5^2 - 0,65^2} = 4,95\% ;$$

$$\Delta U_{тр} = 1140 \cdot \frac{3}{100} = 34,2В ;$$

$$\Delta U_{дв} = 6,61 + 8,35 + 2,38 + 2,38 + 34,2 = 53,92.В < (114В).$$

где 114 В – допустимая потеря напряжения в сетях напряжением 1140 В.

ПР-№7

Потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{тр} \% = 1 \cdot (0,65 \cdot 0,87 + 4,95 \cdot 0,49) = 3\%$$

$$U_a = \frac{6,5}{1000} 100 = 0,65\%$$

$$U_p = \sqrt{5^2 - 0,65^2} = 4,95\%$$

$$\Delta U_{mp} = 1140 \cdot \frac{3}{100} = 34,2 B$$

$$\Delta U_{\partial\partial} = 6,61 + 8,35 + 2,38 + 2,38 + 34,2 = 53,92 B < (114 B)$$

где 114 В – допустимая потеря напряжения в сетях напряжением 1140 В.

ПР-№6.

Потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{тр} \% = 1 \cdot (0,8 \cdot 1,03 + 4,9 \cdot 0,49) = 2,9 \%$$

$$U_a = \frac{6,5}{630} 100 = 1,03 \%$$

$$U_p = \sqrt{5^2 - 1,03^2} = 4,9 \%$$

$$\Delta U_{mp} = 690 \cdot \frac{2,9}{100} = 20,1 B$$

$$\Delta U_{дв} = 14,5 + 2,77 + 3,11 + 3,46 + 20,1 = 43,85 B < (63 B)$$

где 63 В – допустимая потеря напряжения в сетях напряжением 690 В.

ПР-№5

Потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{тр} \% = 0,7 \cdot (0,65 \cdot 1,625 + 4,72 \cdot 0,49) = 2,3 \%$$

$$U_a = \frac{6,5}{630} 100 = 1,625 \%$$

$$U_p = \sqrt{5^2 - 1,625^2} = 4,72 \%$$

$$\Delta U_{mp} = 630 \cdot \frac{2,3}{100} = 9,2 B$$

$$\Delta U_{\partial\partial} = 60 + 3,5 + 3,5 + 0,9 + 9,2 = 77,1 B < (105 B)$$

где 105 В – допустимая потеря напряжения в сетях напряжением 690 В.

ПП-№3

Потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{\text{тр}} \% = 0,8 \cdot (0,89 \cdot 0,65 + 4,9 \cdot 0,49) = 2,38 \text{ В.}$$

$$U_a = \frac{6,5}{2100} 100 = 0,65\%$$

$$U_p = \sqrt{5^2 - 0,65^2} = 4,9\%$$

$$\Delta U_{\text{мп}} = 2100 \cdot \frac{2,38}{100} = 23,8 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\text{дв}} = 14,2 + 14,2 + 2,3 + 2,3 + 23,8 = 56,8 \text{ В} < (330 \text{ В})$$

где 114 В – допустимая потеря напряжения в сетях напряжением 1140 В.

Потери напряжения в кабелях находим по формуле [26]:

$$\Delta U_{\kappa 1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot \cos \phi}{S \cdot \gamma}, \quad (2.8)$$

где I_p – расчетный ток кабеля,

L – длина проводника;

S – сечение проводника,

γ – удельная проводимость материала проводника.

Кабели от РП-№8. Потери напряжения в кабелях:

$$\Delta U_{\kappa 1} = \frac{1,73 \cdot 390 \cdot 70 \cdot 0,89}{53 \cdot 120} = 6,61 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\kappa 2} = \frac{1,73 \cdot 390 \cdot 10 \cdot 0,89}{53 \cdot 95} = 8,35 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 195 \cdot 40 \cdot 0,89}{53 \cdot 95} = 2,38 B$$

Кабели от РП-№7. Потери напряжения в кабелях:

$$\Delta U_{\kappa 1} = \frac{1,73 \cdot 390 \cdot 70 \cdot 0,89}{53 \cdot 120} = 6,61 B$$

$$\Delta U_{\kappa 2} = \frac{1,73 \cdot 390 \cdot 10 \cdot 0,89}{53 \cdot 95} = 8,35 B$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 195 \cdot 40 \cdot 0,89}{53 \cdot 95} = 2,38 B$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 195 \cdot 40 \cdot 0,89}{53 \cdot 95} = 2,38 B$$

Кабели от РП-№6. Потери напряжения в кабелях:

$$\Delta U_{\kappa 1} = \frac{1,73 \cdot 501 \cdot 120 \cdot 0,89}{53 \cdot 120} = 14,5 B$$

$$\Delta U_{\kappa 2} = \frac{1,73 \cdot 167 \cdot 40 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 2,77 B$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 167 \cdot 45 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 3,11 B$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 167 \cdot 50 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 3,46 B$$

Кабели от РП-№5. Потери напряжения в кабелях:

$$\Delta U_{\kappa 1} = \frac{1,73 \cdot 436 \cdot 450 \cdot 0,89}{53 \cdot 95} = 60 B$$

$$\Delta U_{\kappa 2} = \frac{1,73 \cdot 250 \cdot 40 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 3,5 B$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 120 \cdot 70 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 3,5 B$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 24 \cdot 40 \cdot 0,89}{53 \cdot 35} = 0,9 B$$

Кабели от РП-№4. Потери напряжения в кабелях:

$$\Delta U_{\kappa 1} = \frac{1,73 \cdot 332 \cdot 70 \cdot 0,89}{53 \cdot 95} = 7,3 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\kappa 2} = \frac{1,73 \cdot 28 \cdot 330 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 3,84 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 24 \cdot 40 \cdot 0,89}{53 \cdot 35} = 0,9 \text{ В}$$

Кабели от РП-№3. Потери напряжения в кабелях:

$$\Delta U_{\kappa 1} = \frac{1,73 \cdot 113 \cdot 400 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 18,2 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\kappa 2} = \frac{1,73 \cdot 113 \cdot 400 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 18,2 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\kappa 3} = \frac{1,73 \cdot 113 \cdot 100 \cdot 0,89}{53 \cdot 70} = 4,5 \text{ В.}$$

2.8 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания $I_{\kappa.з.}^{(2)}$ (минимальное значение тока двухфазного короткого замыкания, который должен быть отключен проверяемым аппаратом) наиболее просто проводить методом «приведенных длин». Для этого намечаем на расчетной схеме точки короткого замыкания.

Зная фактическую длину участков кабельной сети и сечение кабеля участков кабеля от трансформатора до точки к.з., определяем приведенную длину $L_{пр}$ на каждом участке

$$L_{пр} = L_1 \cdot K_{пр1} + L_2 \cdot K_{пр2} + \dots + L_n \cdot K_{прn} + (K + 1)L_э, \quad (2.8)$$

где $L_1 \dots L_n$ - фактические длины кабелей с различными сечениями жил, м;

$K_{пр1} \dots K_{прn}$ - Коэффициент приведения;

K - число коммутационных аппаратов, последовательно включенных в цепь к.з., включая автоматический выключатель ПУПП;

$L_э=10\text{м}$ – приведенная длина кабельной линии, эквивалентная переход-

ным сопротивлениям в точке к.з., и элементов коммутационных аппаратов [2, 26].

Затем находим суммарную приведенную длину ($\Sigma L_{пр}$) от трансформатора до точки к.з.

Расчет токов короткого замыкания методом приведённых длин для РП-№8:

$$L_{пр1} = 170 \cdot 0,43 + (2 + 1)10 = 103,1м$$

$$L_{пр2} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + (3 + 1)10 = 126,6м$$

$$L_{пр3} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + 1 \cdot 0,54 + (4 + 1)10 = 137,14м$$

$$L_{пр4} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + 10 \cdot 0,54 + (3 + 1)10 = 132м$$

$$L_{пр5} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + 1 \cdot 0,54 + 10 \cdot 0,54 + (4 + 1)10 = 142,54м$$

Таблица 2.16 – Расчет токов КЗ

Точка К.З.	$L_{пр}$, м	$I_k^{(2)}$, А
<i>K1</i>	30,1	6048
<i>K2</i>	72,6	5545
<i>K3</i>	72,6	5545
<i>K4</i>	100,5	5160
<i>K5</i>	142,5	105

Расчет токов короткого замыкания методом приведённых длин для РП-№7:

$$L_{пр1} = 170 \cdot 0,43 + (2 + 1)10 = 103,1м$$

$$L_{пр2} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + (3 + 1)10 = 126,6м$$

$$L_{пр3} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + 1 \cdot 0,54 + (4 + 1)10 = 137,14м$$

$$L_{пр4} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + 10 \cdot 0,54 + (3 + 1)10 = 132м$$

$$L_{пр5} = 170 \cdot 0,43 + 25 \cdot 0,54 + 1 \cdot 0,54 + 10 \cdot 0,54 + (4 + 1)10 = 142,54м$$

Таблица 2.17 – Расчет токов КЗ

<i>Точка К.З.</i>	$L_{пр}, м$	$I_{к}^{(2)}, А$
<i>K1</i>	30,1	6048
<i>K2</i>	72,6	5545
<i>K3</i>	72,6	5545
<i>K4</i>	100,5	5160
<i>K5</i>	142,5	105

Расчет токов короткого замыкания методом приведённых длин для РП-№6

$$L_{пр1} = 120 \cdot 0,43 = 31,6 м$$

$$L_{пр2} = 120 \cdot 0,43 + 40 \cdot 0,72 + (1 + 1)10 = 80,5 м$$

$$L_{пр3} = 120 \cdot 0,43 + 45 \cdot 0,72 + (2 + 1)10 = 93,6 м$$

$$L_{пр4} = 120 \cdot 0,43 + 50 \cdot 0,72 + (3 + 1)10 = 107,6 м$$

Таблица 2.18 – Расчет токов КЗ

<i>Точка К.З.</i>	$L_{пр}, м$	$I_{к}^{(2)}, А$
<i>K1</i>	31,6м	8207
<i>K2</i>	80,5м	6018
<i>K3</i>	93,6 м	6002
<i>K4</i>	107,6 м	5685

Расчет токов короткого замыкания методом приведённых длин для РП-№5:

$$L_{пр1} = 70 \cdot 0,54 = 38 м$$

$$L_{пр2} = 70 \cdot 0,54 + 40 \cdot 0,72 + (1)10 = 76,8 м$$

$$L_{пр3} = 70 \cdot 0,54 + 70 \cdot 0,72 + 10 = 98,4 м$$

$$L_{пр4} = 70 \cdot 0,54 + 40 \cdot 1,41 + (1 + 1)10 = 114,4 м$$

Таблица 2.19 – Расчет токов КЗ

<i>Точка К.З.</i>	$L_{пр}, м$	$I_{к}^{(2)}, А$
<i>K1</i>	450 м	2173
<i>K2</i>	76,8 м	1950
<i>K3</i>	98,4 м	1778
<i>K4</i>	114,4 м	1710

Расчет токов короткого замыкания методом приведённых длин для РП-№4:

$$L_{пр1} = 70 \cdot 0,54 = 38 \text{ м}$$

$$L_{пр2} = 70 \cdot 0,54 + 330 \cdot 0,72 + (1)10 = 286 \text{ м}$$

$$L_{пр3} = 70 \cdot 0,54 + 330 \cdot 0,72 + 40 \cdot 1,41 + (1 + 1)10 = 352 \text{ м}$$

Таблица 2.20 – Расчет токов КЗ

<i>Точка К.З.</i>	$L_{пр}, м$	$I_{к}^{(2)}, А$
<i>K1</i>	38 м	2173
<i>K2</i>	286 м	1950
<i>K3</i>	352 м	1710

Расчет токов короткого замыкания методом приведённых длин для РП-№3:

$$L_{пр1} = 400 \cdot 0,54 = 167 м$$

$$L_{пр2} = 400 \cdot 0,54 = 167 м$$

$$L_{пр3} = 100 \cdot 0,54 = 27 м$$

Таблица 2.21 – Расчет токов КЗ

<i>Точка К.З.</i>	$L_{пр}, м$	$I_{к}^{(2)}, А$
<i>K1</i>	167 м	2573
<i>K2</i>	167 м	2573
<i>K3</i>	27 м	3775

2.9 Выбор коммутационных аппаратов и их проверка

Автоматические выключатели и магнитные пускатели выбираются по назначению, конструктивному исполнению, номинальному напряжению к номинальному току.

Условия выбора

$$U_{н.ап} = U_n ; \quad I_{н.ап} \geq I_p, \quad (2.9)$$

где $U_{н.ап}$ - номинальное напряжение электроаппарата, В

$I_{н.ап}$ - номинальный ток электроаппарата, А

К установке рекомендуются автоматические выключатели серии АВ, АВВ. При их отсутствии можно устанавливать АФВ, нереверсивные магнитные пускателя ПВИ, ПРВ-М, ПРВИ, ПМВИ, ПВВ. Реверсивные магнитные пускатели: ГШИР, ПМВИР, ПВ - 1140. Для питания электроприемников механизированного комплекса можно применять магнитные станции СУВ-350, СУВ-1140 Б и др. [см. приложение табл. 19-22].

При электроснабжении от УТП (подземной) общий автоматический выключатель встроен в подстанцию (см. табл. 3.2)

Величина уставок максимально токовой защиты определяется:

Для автоматических выключателей:

$$I_y \geq I_{пуск.мах} + \sum_{l=1}^{n-1} I_{н.ост}, \text{ А} \quad (2.10)$$

где $I_{пускмах}$ - пусковой ток наиболее мощного электродвигателя, А

$\sum_{l=1}^{n-1} I_{н.ост}$ - сумма номинальных токов остальных токоприемников, защищаемых данным выключателем, А.

Для магнитных пускателей:

$$I_y \geq I_{пуск}, \quad (2.11)$$

- для одиночного двигателя,

$$I_y \geq \sum_{l=1}^n I_{пуск} \quad (2.12)$$

- для многодвигательной установке при одновременном запуске.

$$I_y \geq I_{пуск} + I_n \quad (2.13)$$

- для двухдвигательных механизмов при раздельном пуске

$$I_y \geq I_{\text{пуск}} \quad (2.14)$$

где $I_{\text{пуск}}$ - пусковой ток двигателя, А

I_n - номинальный ток двигателя, А.

Рассчитав величину I_y и $I_{\text{п.в.}}$ выбираем ближайшие большие стандартные уставки и типовые плавкие вставки.

Если через магнитный пускатель транзитом проходит магистральный кабель, то пускатель необходимо по справочнику проверить по допустимому сечению кабелю на присоединение.

Если стандартные уставки оказались меньше расчетных, следует принять аппарат с большим диапазоном уставок.

Выбранные уставки и плавкие вставки проверяем по условию срабатывания яри двухфазных токах короткого замыкания.

Условия проверки:

$$\frac{I_{\text{к.з}}^{(2)}}{I_y} \geq K_q; \quad \frac{I_{\text{к.з}}^{(2)}}{I_{\text{п.в}}} \geq K_q, \quad (2.15)$$

где K_q - коэффициент чувствительности защиты ($K_q \geq 1,5$ для уставок),

$I_{\text{к.з}}^{(2)}$ - минимальное значение тока двухфазного короткого замыкания, который должен быть отключен проверяемым аппаратом, А

Учитывая, что $I_{\text{к.з}}^{(2)}$ будет меньше, чем дальше точка к.з. от трансформатора, поэтому расчет $I_{\text{к.з}}^{(2)}$ проводим для самых удаленных точек кабельной сети и для конца магистральной линии, защищаемой автоматическим выключателем.

Характеристики пускозащитной аппаратуры ПР-№8 представлена в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Характеристики пускозащитной аппаратуры ПР-№8

Назначение аппаратуры	I_p , А	Тип аппарата, $I_{\text{н.ан}}$, А	Вид за-щит	I_y , А		Точка КЗ	$I_{\text{кз}}^{(2)}$, А	K_q
				Расчетный	Принимаем			
ВВ400Р	190	ВВ400Р 400	МТЗ,ТЗП	696	700	K_1	4751	6,8
ПВИ-315 Н+R	95	ПВИ-315 Н+R	МТЗ,ТЗП	599	600	K_2	4477	7,5
ПВИ-315 Н+R	95	ПВИ-315 Н+R	МТЗ,ТЗП	599	600	K_3	4368	7,3

Характеристики пускозащитной аппаратуры ПР-№7 представлена в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Характеристики пускозащитной аппаратуры ПР-№7

Назначение аппаратуры	I_p, A	Тип аппарата, $I_{н.ан}, A$	Вид защит	I_y, A		Точка КЗ	$I_{кз}^{(2)}, A$	$K_{ч}$
				Расчетный	Принимаем			
ВВ400Р	190	ВВ400Р 400	МТЗ, ТЗП	696	700	K_1	4751	6,8
ПВИ-315 Н+R	95	ПВИ-315 Н+R	МТЗ, ТЗП	599	600	K_2	4477	7,5
ПВИ-315 Н+R	95	ПВИ-315 Н+R	МТЗ, ТЗП	599	600	K_3	4368	7,3

Характеристики пускозащитной аппаратуры ПР-№6 представлена в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Характеристики пускозащитной аппаратуры ПР-№ 6

Назначение аппаратуры	I_p, A	Тип аппарата, $I_{н.ан}, A$	Вид защит	I_y, A		Точка КЗ	$I_{кз}^{(2)}, A$	$K_{ч}$
				Расчетный	Принимаем			
ВВ400Р	190	ВВ400Р 400	МТЗ, ТЗП	696	1800	K_1	4751	6,8
Привод №1 КЛК-1000	95	ПВИ-315 Н+R	МТЗ, ТЗП	1012	1120	K_2	4477	7,5
Привод №2 КЛК-1000	95	ПВИ-315 Н+R	МТЗ, ТЗП	1012	1120	K_3	4368	7,3
Натяжная	11,5	ПВР-125Р	МТЗ, ТЗП	68	125	K_4	4410	7,3
Лебёдка ЛПК-10Б	19	ПВИ-250	МТЗ, ТЗП	132	250	K_5	4252	7,3

2.10 Расчет токов срабатывания максимальной токовой защиты и выбор уставок токовой защиты для коммутационных аппаратов

ПР-№8. Для точки K_1 выбираем автоматический выключатель типа ВВ-400Р на номинальное напряжение 1140В, $I_n=630 A$, $I_o=16000 A$

$$U_{н.ан} = U_n = 1140 = 1140 \text{ В};$$

$$I_{н.ан} \geq I_p = 400 > 190 \text{ А};$$

$$I_y \geq I_{\text{пуск.}} + I_H; \quad I_y \geq 1365 + 195 = 1560 \text{ A};$$

принимаем $I_y = 1600 \text{ A}$.

Коэффициент чувствительности защиты

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{6048}{1600} = 3,78 \geq 1,5.$$

Для обеспечения надежного отключения защитным аппаратом максимальных токов КЗ, которые могут возникнуть в участковой сети, необходимо, чтобы

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(2)} / 0,87 = 6048 / 0,87 = 6951 \text{ A}$$

$$I_0 \geq 1,2 \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad 16000 > 1,2 \cdot 6951 > 6953 \text{ A},$$

где I_0 – предельный отключаемый ток.

Для точки K_2 выбираем магнитный пускатель ПВИ-315 Н+R 1140В, $I_H=315 \text{ A}$, $I_0=4800 \text{ A}$.

$$I_y \geq 599 \text{ A},$$

принимаем $I_y = 600 \text{ A}$.

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{4477}{600} = 7,5 \geq 1,5;$$

$$4800 < 1,2 \cdot 5146 < 6175 \text{ A}.$$

По отключающей способности контактор пускателя ПВВ-315 Н+R не подходит, но отключение будет производить ВВ400Р который стоит перед ним (точка K_1).

Для точки K_3 выбираем магнитный пускатель ПВИ-315 Н+R 1140В, $I_H=315 \text{ A}$, $I_0=4800 \text{ A}$.

$$I_y \geq 599 \text{ A},$$

принимаем $I_y = 600 \text{ A}$.

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{4368}{600} = 7,3 \geq 1,5;$$

$$4800 < 1,2 \cdot 5021 < 6025 \text{ A}.$$

По отключающей способности контактор пускателя ПВВ-315 Н+R не подходит, но отключение будет производить ВВ400Р который стоит перед ним (точка K_1).

ПР-№7.

Для точки K_1 выбираем автоматический выключатель типа ВВ-400Р на номинальное напряжение 1140В, $I_H=630 \text{ A}$, $I_0=16000 \text{ A}$

$$U_{\text{н.ан}} = U_H = 1140 = 1140 \text{ В};$$

$$I_{\text{н.ан}} \geq I_p = 400 > 190 \text{ A};$$

$$I_y \geq I_{\text{пуск.}} + I_H; \quad I_y \geq 1365 + 195 = 1560 \text{ A};$$

принимаем $I_y = 1600 \text{ A}$.

Коэффициент чувствительности защиты

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{6048}{1600} = 3,78 \geq 1,5.$$

Для обеспечения надежного отключения защитным аппаратом максимальных токов КЗ, которые могут возникнуть в участковой сети, необходимо, чтобы

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(2)} / 0,87 = 6048 / 0,87 = 6951 \text{ A}$$
$$I_0 \geq 1,2 \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad 16000 > 1,2 \cdot 6951 > 6953 \text{ A},$$

где I_0 – предельный отключаемый ток.

Для точки K_2 выбираем магнитный пускатель ПВИ-315 Н+R 1140В, $I_{\text{н}}=315 \text{ A}$, $I_0=4800 \text{ A}$.

$I_y \geq 599 \text{ A}$, принимаем $I_y = 600 \text{ A}$.

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{4477}{600} = 7,5 \geq 1,5;$$
$$4800 < 1,2 \cdot 5146 < 6175 \text{ A}.$$

По отключающей способности контактор пускателя ПВВ-315 Н+R не подходит, но отключение будет производить ВВ400Р который стоит перед ним(точка K_1).

Для точки K_3 выбираем магнитный пускатель ПВИ-315 Н+R 1140В, $I_{\text{н}}=315 \text{ A}$, $I_0=4800 \text{ A}$.

$I_y \geq 599 \text{ A}$, принимаем $I_y = 600 \text{ A}$.

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{4368}{600} = 7,3 \geq 1,5;$$
$$4800 < 1,2 \cdot 5021 < 6025 \text{ A}.$$

По отключающей способности контактор пускателя ПВВ-315 Н+R не подходит, но отключение будет производить ВВ400Р который стоит перед ним(точка K_1).

ПР-№6. Для точки K_1 выбираем автоматический выключатель типа ВВ400Р на номинальное напряжение 1140В, $I_{\text{н}}=400 \text{ A}$ $I_0=12000 \text{ A}$

$$U_{\text{н.ан}} = U_{\text{н}} = 1140 = 1140 \text{ В};$$

$$I_{\text{н.ан}} \geq I_{\text{р}} = 400 > 190 \text{ A};$$

$$I_y \geq I_{\text{пуск.}} + I_{\text{н}}; \quad I_y \geq 599 + 95 + 2 = 696 \text{ A};$$

принимаем $I_y = 700 \text{ A}$.

Коэффициент чувствительности защиты

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{5790}{700} = 8,27, \geq 1,5.$$

Для обеспечения надежного отключения защитным аппаратом максимальных токов КЗ, которые могут возникнуть в участковой сети, необходимо, чтобы

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(2)} / 0,87 = 5790 / 0,87 = 6055 \text{ А}$$

$$I_0 \geq 1,2 \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, 12000 > 1,2 \cdot 6055 > 6553 \text{ А},$$

где I_0 – предельный отключаемый ток.

Для точки K_2 выбираем магнитный пускатель ПВИ-315 Н+R 1140В, $I_{\text{н}}=315 \text{ А}$, $I_0=4800 \text{ А}$.

$$I_y \geq 599 \text{ А}, \quad \text{принимаем } I_y = 600 \text{ А}.$$

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{5266}{600} = 8,7 \geq 1,5;$$

$$4800 < 1,2 \cdot 5266 < 6319 \text{ А}.$$

По отключающей способности контактор пускателя ПВВ-315 Н+R не подходит, но отключение будет производить ВВ400Р который стоит перед ним (точка K_1).

Для точки K_3 выбираем магнитный пускатель ПВИ-315 Н+R 1140В, $I_{\text{н}}=315 \text{ А}$, $I_0=4800 \text{ А}$.

$$I_y \geq 599 \text{ А}, \quad \text{принимаем } I_y = 600 \text{ А}.$$

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq K_{\text{ч}} = \frac{5052}{600} = 8,42 \geq 1,5;$$

$$4800 < 1,2 \cdot 5052 < 6062 \text{ А}.$$

По отключающей способности контактор пускателя ПВВ-315 Н+R не подходит, но отключение будет производить ВВ400Р который стоит перед ним (точка K_1).

Произведем расчет уставки МТЗ для КРУВ-6, где установлены реклоузеры:

$$I_y = \frac{1,2-1,4}{K_m} (I_{\text{н.пуск}} + \sum I_{\text{н.раб.}})$$

$$I_{\phi} = \frac{Kc * \sum P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн0} \cdot \cos \varphi}$$

$$I_{\phi} = \frac{0,8 * 2840}{1,73 * 6 * 0,83} = 222,4 A$$

$$I_y = \frac{1,2 - 1,4}{K_m} (I_{н.пуск} + \sum I_{н.раб.})$$

$$I_{y(660)} = \frac{1,3}{8,7} (436 + 26) = 69,03 A$$

$$I_{y(3300)} = \frac{1,3}{5} (339 + 262,5) = 180,5 A$$

$$I_{y(круп)} = (69,03 + 180,5) = 249,58 A, \text{ принимаем } I_{y(круп)} = 280 A$$

$$I_{y(реклоузер)} = 280 \cdot 1,25 = 350 A, \text{ принимаем } I_{y(реклоузер)} = 350 A$$

$$\frac{I_{(к.з.)}^2}{I_y} \geq 1,25$$

$$\frac{3836,7 / 8,7}{350} = 1,26, \text{ что соответствует данному условию.}$$

2.11 Проверка кабелей на термическую стойкость

Окончательная проверка ранее принятых кабелей производится по их термической устойчивости к току к. з. Для этого используют трёх фазные токи к. з., рассчитанные для точек установки аппаратов. Кабеля сечением 70 мм^2 и выше по термической устойчивости не проверяются.

Окончательно принятые кабели представлены в таблице 2.25.

Расчет и выбор КРУ напряжением 6 кВ.

Выбор КРУ по номинальному напряжению и току.

Должно выполняться условия:

$$I_{н.КРУ} \geq I_{р.макс} = 39 A \quad U_{н.КРУ} \geq U_n = 6 \text{ кВ}$$

Выбор КРУ по предельному отключающему току:

$$I_{доп.откл.} \geq I_{\infty} = 4041 A$$

Расчет и выбор КРУ по электродинамической термической устойчивости к току к. з.

Ударный ток к. з.

$$I_y = K_y \cdot \sqrt{2 \cdot I_{\infty} A}$$

где $K_y=1,3$ - ударный коэффициент для к. з. в электрических сетях.

$$I_y = 1,3 \cdot \sqrt{2 \cdot 4041} = 3,7 \text{ кА}$$

Таблица 2.25 – Окончательно принятые кабели

Наименование токоприемников	<i>I_{пред.доп.}</i> , <i>A</i>	<i>I_{к.з.}⁽³⁾</i> , <i>A</i>	Окончательно принятый кабель (марка)	Примечание
СНТ32 (раб)	28,4	7,9	КГЭШ3×35+1×2,5	-
СНТ32 (раб)	28,4	7,5	КГЭШ3×35+1×2,5	-
СНТ32 (рез)	28,4	9,4	КГЭШ3×35+1×2,5	-
НУМС-30	28,4	9,2	КГЭШВ×10+1×2,5	-
Л.Н.	28,8	8,4	КГЭШ3×35+1×2,5	-
ДКНЛ	28,4	6,9	КГЭШ3×35+1×2,5	-
К-60	28,4	5,6	КГЭШ3×35+1×2,5	-
КА-60	20,4	3,7	КГЭШ3×25+1×10	-
Нас. пер. эм.	13	9,8	КГЭШ3×16+1×10	-

Эффективное значение тока к. з.

$$I_{\text{эф.}} = I_{\infty} \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2} = 4041 \cdot \sqrt{1 + 2(1,3 - 1)^2} = 4,4 \text{ кА}$$

Проверка по термической устойчивости.

$$I_t = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{\phi}}{t}}, A$$

где $t_{\phi}=0,25$ сек. (см. раздел 10.3.)

$t=1$ сек. - расчетное время термической устойчивости

$$I_t = 4077 \cdot \sqrt{\frac{0,25}{1}} = 1 \text{ кА}$$

Таблица 2.26 – Выбор КРУ-1

Расчетные величины	Параметры аппарата
Усети=6кВ	U _н =6кВ
$I_{p.max.} = 39 A$;	I _н =50А
$I_{\infty} = 4кА$	I _{откл.} = 9,6кА
$S_{к.з.щит} = 42МВА$	S _{откл.} =100МВА
$I_y = 3,7кА$	I _{max} = 25кА
$I_{\phi} = 4,4кА$	$I_{\phi.max} = н.д.$
$I_t = 1кА$	$I_{t.max} = 9,6кА$

Расчет и проверка уставки максимального реле КРУ.

Ток срабатывания максимального тока:

$$I_{cp.} \geq \frac{1,2 \div 1,4}{K_T} (I_{н.н.} + \sum I_n), A$$

где $K_T = 8,7$ - коэффициент трансформации

$$I_{cp.1} = \frac{1,3}{8,7} (1297 + 317,3) = 241 A \quad \text{для КРУ}$$

Принимается $I_{cp.1} = 320 A$ что составляет 400% от I_н=80А.

Принятый ток срабатывания проверяется по $I_{к.з.}^{(2)}$.

Должно выполниться условия:

$$\frac{I_{к.з.}^{(2)}}{K_T I_{cp}} \geq 1,5, \quad \frac{I_{к.з.1}^{(2)}}{K_T I_{cp.1}} = \frac{7656}{8,7 \cdot 241} = 3,7 \geq 1,5 \quad - \text{условие выполняется.}$$

2.12 Устройство защитного заземления на электроустановках участка

В качестве заземлителей применяются стальные трубы диаметром не менее 35 мм и длиной не менее 1,5 м, забитые в мокрый или регулярно увлажняемый шпур.

Заземляющие отводы от металлических частей осуществляются при помощи стального провода сечением не менее 50 мм², защищенного от механи-

ческих повреждений и предохраненного от окисления. Особое внимание следует уделять присоединению отводов к заземлителям. Детали в местах соединений должны быть до блеска зачищены и надежно скреплены болтами.

Участковое заземление

На участке в качестве местного заземления используется труба, забуренная вертикально в почву выработки.

Сопротивление растекания одиночного трубного заземлителя

$$r_{\text{тр}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \ln \frac{4l}{d} = \frac{3,5 \cdot 10^3}{2 \cdot 3,14 \cdot 200} \ln \frac{4 \cdot 200}{40} = 8,4 \text{ Ом},$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом · см; l -глубина погружения заземлителя в грунт, см; d -наружный диаметр трубы, см.

Общее сопротивление местного заземлителя, измеренное в самой удаленной точке от главного заземлителя

$$R' = \sqrt{r_{\text{м}} \cdot r_{\text{к}}} = \sqrt{8,4 \cdot 3,22} = 5,2 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{к}}$ -сопротивление заземляющей жилы от местного заземлителя в самой удаленной точке до главного заземлителя,

$$r_{\text{к}} = L_{\text{к}} \cdot r_{\text{уд}} = 2,6 \cdot 1,24 = 3,22 \text{ Ом},$$

где $L_{\text{к}}$ - длина заземляющей жилы кабеля, км; $r_{\text{уд}}$ -удельное сопротивление, Ом/км.

Общее сопротивление, измеренное у центрального заземлителя в зумпфе (без учета сопротивления заземлителя)

$$R'' = 0,5 \cdot R' = 0,5 \cdot 5,2 = 2,6 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление, измеренное у центрального зумпфа с учетом сопротивления главного заземлителя

$$R = \frac{R'' \cdot R_{\text{ц}}}{R'' + R_{\text{ц}}} = \frac{2,6 \cdot 1,5}{2,6 + 1,5} = 0,95 \text{ Ом},$$

где $R_{\text{ц}}$ – сопротивление главного заземлителя, $R_{\text{ц}} = 1,5 \text{ Ом}$.

3 Практическая часть. Определение технико-экономических показателей системы электроснабжения

К основным показателям, характеризующим электропотребление участков шахты, относятся:

норма расхода электроэнергии - плановый расчетный показатель расхода электроэнергии на единицу продукции установленного качества;

электровооруженность труда - количество электроэнергии, израсходованной участком за конкретный промежуток времени для выпуска продукции установленного качества, отнесенного на численность промышленно-производственного персонала (ППП) с учетом фактически отработанного времени;

стоимость электрической энергии - сумма денежных затрат участка на 1 кВт-ч активной 1 кВАр-ч реактивной энергии независимо от объема произведенной продукции;

себестоимость единицы произведенной продукции по затратам на электроэнергию - произведение стоимости электрической энергии на фактический расход ее (по данным коммерческого учета расхода электроэнергии) на производство единицы продукции установленного качества;

годовое число часов использования установленной мощности - частное от деления суммарного количества израсходованной предприятием за год электрической энергии на суммарную установленную мощность электродвигателей.

Средневзвешенный коэффициент мощности токоприемников участка показывает, как используется полная мощность трансформатора участковой подстанции.

При проектировании показатели определяются расчетным путем, а затем, в процессе эксплуатации, корректируются по данным технического (контрольного) учета.

Потребляемая мощность электродвигателя P определяется путем деления номинальной мощности P_n на номинальный КПД η_n .

Коэффициент загрузки электродвигателей K_z машин и механизмов принимается равным 0,7-0,75,

Фактическая потребляемая мощность электродвигателя P_ϕ вычисляется как произведение потребляемой мощности P на коэффициент загрузки K_z .

Число часов работы механизмов в сутки $t_{сутки}$ принимается по показателям планаграммы работы механизмов в очистных, подготовительных забоях или по данным диспетчерской службы предприятия с аналогичными горно-геологическими условиями, машинами и механизмами.

Фактический коэффициент мощности $\cos\phi_\phi$ зависит от коэффициента загрузки K_z и принимается по справочным данным.

Фактический тангенс $\operatorname{tg}\phi_\phi$ вычисляется по фактическому коэффициенту мощности $\cos\phi_\phi$.

Реактивная мощность Q_{ϕ} , потребляемая двигателем, определяется как произведение фактически потребляемой мощности электродвигателя P_{ϕ} и фактического $\text{tg}\phi$.

Суточная потребляемая активная электроэнергия $A_a = P_{\phi} \cdot t_{\text{сутки}}$, кВт-ч.

Суточная потребляемая реактивная электроэнергия $A_p = Q_{\phi} \cdot t_{\text{сутки}}$, кВАр-ч.

Рассчитав значения потребляемой активной и реактивной энергии за сутки, можно вычислить значения потребляемой активной и реактивной энергии за месяц, за квартал, за год, определив число рабочих дней за расчетный период работы (РПР).

Стоимость электрической энергии, потребляемой участком за РПР, определяется на основании действующих тарифов оплаты за 1 кВт-ч и 1 кВАр-ч в конкретном регионе.

Электровооруженность труда вычисляется по данным таблицы и данным по расчету ППП.

Для определения нормы расхода электроэнергии и себестоимости единицы произведенной продукции принимают расчетные значения производительности участков, машин, установок, комплексов.

Расчетный метод предусматривает определение расхода энергии на технологический процесс и все виды потерь по формулам, использующим нормативные характеристики оборудования в конкретных условиях его эксплуатации. Этот метод дает хорошие результаты при составлении ЭБ агрегатов непрерывного действия или имеющих продолжительный режим работы (компрессоров, воздуходувок и вентиляторов, электрических печей и нагревателей, мельниц, каландров, смесителей, шнеков, транспортеров и т.д.). Применительно к механическому оборудованию при этом методе расчетами определяют мощность, затрачиваемую на технологический процесс (резание, обработку, ковку, прокатку, штамповку и т.д.), на потери в механизмах и приводных двигателях (механические, электрические, вентиляционные, пусковые), а также на работу вспомогательного оборудования и устройств.

Экспериментальный метод предусматривает проведение специальных испытаний оборудования и измерений всех видов потерь, входящих в расходную часть ЭБ.

Прямой расчет энергии на технологический процесс во многих случаях, в частности для механического оборудования, затруднителен, а результаты его неточны, так как основаны на ряде допущений и применении эмпирических формул и приближенных зависимостей. Поэтому при составлении ЭБ применяется смешанный *расчетно-экспериментальный метод*. При использовании этого метода, применительно к механическому оборудованию, расход энергии на технологические процессы может определяться вычитанием потерь энергии в агрегате и сети из энергии, израсходованной приводными двигателями (последняя замеряется счетчиком).

При составлении энергобаланса все виды потерь энергии в агрегате (постоянные, нагрузочные, пусковые и др.), а также в сети и трансформаторе определяются расчетом с использованием результатов измерений потерь холостого хода, а также нагрузочных токов в элементах цеховой сети. Следует отличать потери в агрегате и электрической сети, которые неизбежны при преобразовании энергии и обусловлены их конструктивными данными, от дополнительных потерь. Дополнительные потери вызваны несоответствием номинальных мощностей агрегатов их фактической технологической нагрузке или нерациональным режимом эксплуатации. При составлении ЭБ и его анализе учитываются обе эти составляющие потерь, однако основные возможности экономии электроэнергии заложены в сокращении дополнительных потерь.

Балансы отдельных агрегатов и цехов во временном масштабе составляются для смены или рабочих суток. ЭБ отдельного агрегата определяется для средней суточной производительности, а для цеха — по суточным графикам нагрузки за рабочие и выходные дни. Если ЭБ для отдельного агрегата составляется по мощности, для перехода к суточному ЭБ необходимо знать фактическое среднее число часов работы агрегата в сутки. Фактическое среднее время работы агрегата за смену определяется из приборного или ручного хронометража.

Расходную часть ЭБ участка или цеха определяют суммированием соответствующих статей расходной части ЭБ по отдельным агрегатам. При этом следует объединить аналогичные по типу и технологическому режиму агрегаты в группы и вести расчеты на основе измерений, выполненных на одном из них, приняв его за характерный для данной группы. Характерный агрегат выбирают по результатам изучения технологических карт и наблюдений за фактическим режимом работы механизмов группы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выпускной квалификационной работы является расчет системы электроснабжения выемочного участка лавы №01_пласта «Мощный» шахты «Хакасская».

В работе приведены теоретико-методологические аспекты проектирования подземных систем электроснабжения угледобывающих предприятий.

Произведён выбор схемы электроснабжения участка и количества источников питания. Питание вспомогательного электрооборудования пласта осуществляется от 3 наземных подстанций 6 кВ. От подстанций бронированные кабели через энегроскважину спускаются к соответствующим распределительным устройствам. Основное оборудование запитано от энергопоезда, установленного в лаве. С поверхности энергопоезд получает питание от реклоузера.

На основании светотехнического расчета освещения монтажных камер, энергопоезда, участка лавы выбран тип, число и места установки источников света. Рассчитаны активная, реактивная и полная расчетная мощности потребителей и выбрано число и мощность трансформаторов источников питания. Также на основании расчета мощностей произведён выбор кабельных линий и коммутационно-защитной аппаратуры.

Выполнен расчет кабельных сетей по допустимой емкости, произведена проверка кабельных сетей по потере напряжения в нормальном режиме и при пуске наиболее мощного электродвигателя участка.

Рассчитаны токи короткого замыкания и произведён расчет токов срабатывания максимальной токовой защиты и выбор уставок токовой защиты для коммутационных аппаратов. Также произведена проверка кабелей на термическую стойкость.

Определены характеристики устройства защитного заземления в электроустановках участка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Батаршин В.О., Тимохин Р.А., Козлов П.Г. Электроснабжение шахтных сооружений различного назначения / В.О. Батаршин, Р.А. Тимохин, П.Г. Козлов // Современная техника и технологии. 2017. № 7 [Электронный ресурс]. URL: <http://technology.snauka.ru/2017/07/13697> (дата обращения: 06.10.2017).
2. Волотковская Н. С. Электроснабжение горного производства. Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта / Н.С. Волотковская, А.С. Семёнов. – М.: Издательство «Перо», 2017. – 41 с.
3. Голинько В.И. Вентиляция шахт и рудников: учеб. пособие [Текст]: / В.И. Голинько, Я.Я. Лебедев, О.А. Муха. – Д.: Национальный горный университет, 2012. – 266 с.
4. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89). Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP) [Текст]. – Введ. 1997-01-01. - М.: Стандартинформ, 2008.
5. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изм. №1, 2, 3, 4, 5) [Текст]. – Введ. 1971-01-01. – М.: Стандартинформ, 2010.
6. ГОСТ 15543.1-89. Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам (с Изм. №1) [Текст]. – Введ. 1990-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2014.
7. ГОСТ 2.701-2008. ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению [Текст]. – Введ. с 2009-07-01. – М.: Стандартинформ, 2009.
8. ГОСТ 24754-81. Электрооборудование рудничное нормальное. Общие технические требования и методы испытаний [Текст]. – Введ. 1982-01-01. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2014.
9. ГОСТ 30852.0...20-2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Части 0...20 [Текст]. – Введ. 2014-02-15. – М.: Стандартинформ, 2013.
10. ГОСТ Р 21.1101-2013. СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации [Текст]. – Введ. с 2014-01-01. – М.: Стандартинформ, 2013.
11. Гребенкин С.С. Проектирование технологических систем шахт. Учебное пособие. [Текст]: /С.С. Гребенкин. – Донецк: «ВИК», 2014. – 511 с.
12. Дзюбан, В.С. Справочник энергетика угольной шахты [Текст]: В 2 т. / В.С. Дзюбан, И.Г. Ширнин, Б.Н. Ванеев [и др.]; под общ. ред. Б.Н. Ванеева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2011. – 447 с.
13. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [Текст]: СП 52.13330.2011: утв. Приказом № 783 Мин-

региона РФ от 27.12.2010: ввод в действие с 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011.

14. Лимитовский А.М. Электрооборудование и электроснабжение горных работ. Учебник. [Текст]: / А.М. Лимитовский, В.А. Косьянов. – М.: «Инфолио» 2014. – 294 с

15. Лимитовский А.М. Электрооборудование и электроснабжение горных работ в расчетах. Учебник. [Текст]: / А.М. Лимитовский, В.А. Косьянов. – М.: «Инфолио» 2016. – 44 с.

16. Ляхомский А.В. Электрификация горного производства. Учебник для вузов. Т. 2. [Текст]: / Ляхомский А.В.; Плащанский Л.А.; Чеботаев Н.И.; Щуцкий В.И. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2008. – 595 с.

17. Ляхомский, А.В. Электрификация горного производства. Учебник для вузов. Т. 1 [Текст]: / Ляхомский А.В.; Плащанский Л.А.; Чеботаев Н.И.; Щуцкий В.И. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2008. – 511 с.

18. Плащанский Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий. Учебник для вузов. 2-е изд. [Текст]: /Л.А. Плащанский. – М., МГГУ, 2008.

19. Плащанский Л.А. Электроснабжение горного производства. Релейная защита электроустановок. Учебное пособие. [Текст]: /Л.А. Плащанский. – М.: Изд-во МГГУ, 2013. – 299 с.

20. Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий: учеб. для вузов [Текст] / Л.А. Плащанский 2-е изд., исправ. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2008. – 499 с.

21. Подземные электрические сети и подстанции. – [Электронный ресурс]. – URL: http://se.nmu.org.ua/ua/kafedra/vykladachi/Ruhlov/files/Jelektrifikacija_podzemnyh_gornyh_rabot/Tema_4.pdf (дата обращения: 20.04.2018).

22. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» [Текст]: ввод в действие с 01.01.93. - М.: ОАО «ВНИПИ Тяжпромэлектропроект», 2013.

23. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Текст]: утв. Приказом Минтруда России №328н от 24.07.2013: ввод в действие с 04.08.2014. – М.: Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти: №5, 2014.

24. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Текст]: утв. Минэнерго России 08.07.2002: ввод в действие с 01.01.2003. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.

25. Электрификация горного производства: Учебник для вузов: В 2 т. / Под ред. Л.А. Пучкова и Г.Г. Пивняка.– М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2008. – Т. 1. – 511 с.

26. Электрификация горного производства: Учебник для вузов: В 2 т. / Под ред. Л.А. Пучкова и Г.Г. Пивняка. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2008. – Т. 2. – 595 с.
27. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования [Текст]: учебное пособие / под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – М.: Академия, 2010. – 416 с.:
28. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст]: РД 153-34.0-20.527-98: утв. РАО ЕЭС России, 23.03.1998: ввод в действие с 23.03.1998. - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012.
29. Совершенствование методов расчета нагрузок систем электро-снабжения рудных шахт [Текст] / В.П. Розен, О.Н. Синчук, С.С. Гузов, Р.А. Пархоменко / Горный журнал. – 2013. – №12. – С. 87-90.
30. Указания по расчету электрических нагрузок [Текст]: РТМ 36.18.32.4-92: утв. Приказом №359-92 Тяжпромэлектропроекта от 30.07.1992: ввод в действие с 01.01.93. - М.: ОАО «ВНИПИ Тяжпромэлектропроект», 2012.
31. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в угольных шахтах" [Текст]: утв. Приказом №550 Ростехнадзора от 19.11.2013: ввод в действие с 18.05.2014. – М.: Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти: №7, 2014.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

«27» 06 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Электроснабжение выемочного участка лавы №01 пласта «Мощный»
шахты «Хакасская»

Руководитель «27» 06 2018г. доцент каф ЭЭ,к.т.н.
подпись дата должность, ученая степень

Выпускник «27» 06 2018г.
подпись дата

Нормоконтролер «27» 06 2018г.
подпись, дата

А.В Коловский
инициалы, фамилия
А.Э.Рихтер
инициалы, фамилия
И.А.Кычакова
инициалы, фамилия